

**UNIVERSIDAD POLITÉCNICA SALESIANA  
SEDE QUITO**

**CARRERA: INGENIERÍA ELÉCTRICA**

**Tesis previa a la obtención del título de: INGENIERO ELÉCTRICO**

**TEMA:**

**CONTROL DEL PERFIL DE VOLTAJE A TRAVÉS DE LA DETERMINACIÓN  
ÓPTIMA DE TAPS APLICADA EN MAT LAB**

**AUTOR:**

**EDISON ISAAC NOLIVOS CALVACHE**

**DIRECTOR:**

**XAVIER ERNESTO ESPINOZA BENITEZ**

**Quito, febrero de 2015**

## **DECLARATORIA DE AUTORÍA:**

Yo, Edison Isaac Nolivos Calvache autorizo a la Universidad Politécnica Salesiana la publicación total o parcial de este trabajo de grado y su reproducción sin fines de lucro.

Además declaro que los conceptos y análisis desarrollados y las conclusiones del presente trabajo son de exclusiva responsabilidad del autor.

Quito, 28 de febrero de 2015

---

**Edison Isaac Nolivos Calvache**

**CC: 1711978203**

**AUTOR**

**CERTIFICA:**

Haber dirigido y revisado prolijamente cada uno de los capítulos técnicos y financieros del informe de la monografía, así como el funcionamiento del “Control de perfil de voltaje a través de la determinación óptima de TAPS aplicada en MATLAB” realizada por el Sr. Edison Isaac Nolivos Calvache, previa a la obtención del título de Ingeniero Eléctrico en la Carrera de Ingeniería Eléctrica.

Por cumplir los requisitos autoriza su presentación.

Quito, 28 de febrero de 2015

---

**Ing. Xavier Ernesto Espinoza Benítez**

**DIRECTOR**

## **DEDICATORIA.**

*Edison Isaac Nolivos Calvache*

*Este proyecto es dedicado*

*Con mucho amor a mi familia que me ha apoyado en cada uno de los proyectos que he emprendido en especial a mis hijos que me han dado el aliento para seguir adelante y cumplir las metas que me he trazado, para que esto pueda servir de ejemplo para sus vidas, ya que con dedicación y esfuerzo se pueden conseguir los objetivos.*

## **AGRADECIMIENTO.**

*Edison Isaac Nolivos Calvache*

*Quiero agradecer profundamente a todos mis maestros durante esta etapa académica ya que gracias a sus enseñanzas día a día en el aula he podido obtener los conocimientos fundamentales para ejercer mi profesión de una manera digna, ética y eficiente.*

## ÍNDICE GENERAL

DECLARATORIA DE AUTORÍA: .....	II
CERTIFICA: .....	III
DEDICATORIA. ....	IV
AGRADECIMIENTO .....	V
ÍNDICE GENERAL .....	VI
ÍNDICE DE GRÁFICOS .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XI
GLOSARIO DE TÉRMINOS .....	XII
INTRODUCCIÓN .....	1
CAPÍTULO I .....	3
INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y SITUACIÓN ACTUAL DEL S.N.I. EN EL ECUADOR .....	3
1.1 Estructura del sistema eléctrico de potencia .....	3
1.2 Generación de energía eléctrica .....	4
1.2 .1 Situación actual de generación eléctrica en el Ecuador .....	8
1.2.2 Proyectos de generación eléctrica en el Ecuador .....	11
1.3 Transmisión de energía eléctrica .....	15
1.3.1 Situación actual del sistema de transmisión eléctrica en el Ecuador .....	15
1.3.2 Proyectos del sistema de transmisión eléctrica en el Ecuador .....	19
1.4 Problemas del perfil de voltaje del SNI en el Ecuador .....	25
CAPÍTULO II .....	32
ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA .....	32

2.1 Introducción a los flujos de potencia .....	32
2.2 Modelamiento de admitancia.....	34
2.3 Solución de flujos de potencia .....	36
2.4 Transformadores regulantes.....	39
2.4.1 Introducción a los transformadores.....	39
2.4.2 Transformadores con cambio de derivación o taps .....	42
2.4.3 Modelamiento de admitancia para transformadores regulantes .....	43
CAPÍTULO III.....	46
DESARROLLO DE PROGRAMA EN MATLAB.....	46
3.1 Introducción al ambiente MATLAB.....	46
3.2 Caso de estudio SEP 5 barras .....	48
3.2.1 Ingreso de datos en matlab.....	49
3.3 Modelación de flujos de potencia en MATLAB .....	52
3.3.1 Cálculo de Newthon Raphson en MATLAB .....	56
3.4 Presentación de resultados .....	59
3.4.1 Código de programación de resultados.....	59
3.4.2 Pantallazos de resultados .....	61
CAPÍTULO IV .....	65
CASO DE ESTUDIO PARA EL SEP DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO .....	65
4.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Quito. ....	65
4.2 Descripción de generación y cargas en el SEP de Empresa Eléctrica Quito en demanda alta durante el año 2014.....	67
4.2.1 Descripción de generación y cargas en el SEP de Empresa Eléctrica Quito en demanda alta. ....	68
4.3 Aplicación automática del software en Matlab para el SEP de Empresa Eléctrica Quito. .....	69

4.3.1	Resultados flujo de potencia inicial .....	71
4.3.1	Resultados flujo de potencia final .....	72
4.4	Aplicación manual del software en Matlab para el SEP de Empresa Eléctrica Quito. .	73
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....		76
REFERENCIAS.....		78
ANEXOS .....		80
ANEXO 1: Diagrama Unifilar del Sistema Eléctrico de Potencia de la E.E.Q.....		81
ANEXO 2: Datos de entrada al software en Matlab.....		82
ANEXO 3: Código fuente de programación.....		83



## ÍNDICE DE GRÁFICOS

Gráfico N°1.1 Estructura del sistema eléctrico de potencia.....	4
Gráfico N° 1.2 Central de generación eléctrica eólica <sup>14</sup> .....	5
Gráfico N° 1.3 Central de generación fotovoltaica <sup>14</sup> .....	5
Gráfico N° 1.4 Central de generación hidráulica <sup>14</sup> .....	6
Gráfico N° 1.5 Central de generación con biomasa <sup>14</sup> .....	6
Gráfico N° 1.6 Central de generación de carbón <sup>14</sup> .....	7
Gráfico N° 1.7 Central de generación con gas natural <sup>14</sup> .....	7
Gráfico N° 1.8 Central de generación nuclear <sup>14</sup> .....	8
Gráfico N° 1.9 Porcentajes de centrales de generación eléctrica en el Ecuador <sup>4</sup> .....	9
Gráfico N° 1.10 Zonas operativas del sistema nacional de transmisión <sup>4</sup> .....	16
Gráfico N° 1.11 Perfil de voltaje a 230 kv .....	26
Gráfico N° 1.12 Perfil de voltaje a 138 kv .....	27
Gráfico N° 1.13 Perfil de voltaje a 69 kv .....	28
Gráfico N° 1.14 Perfil de voltaje a 46 kv .....	28
Gráfico N° 1.15 Cargabilidad de las líneas a 230 kv .....	29
Gráfico N° 1.16 Cargabilidad de las líneas a 138 kv .....	30
Gráfico N° 1.17 Cargabilidad de transformadores 230 / 138 kv.....	30
Gráfico N° 1.18 Cargabilidad de transformadores 138 / 69 kv.....	31
Gráfico N° 2.1 Notación para potencias a) activa b) reactiva en una barra típica i para los estudios de flujos de potencia.....	32
Gráfico N° 2.2 Diagrama unifilar de un SEP .....	35
Gráfico N° 2.3 Transformadores regulantes a) control de magnitud de voltaje b) control de ángulo de fase .....	43
Gráfico N° 2.4 Diagrama detallado de reactancias en por unidad para el transformador con relación de vueltas l/t.....	43
Gráfico N° 2.5 Circuito equivalente II del transformador regulante .....	45
Gráfico N° 3.1 Pantalla de aplicación MATLAB .....	47
Gráfico N° 3.2 Pantalla de ingreso de datos y resultado de flujo de potencia inicial .....	61

Gráfico N° 3.3 Pantalla de resultado de generación, carga y perdidas en el sistema de estudio.....	62
Gráfico N° 3.4 Pantalla de resultado de barras con bajo voltaje y optimización del TAP ...	62
Gráfico N° 3.5 Pantalla de resultado de nuevo flujo de potencia con la variación del TAP	63
Gráfico N° 3.6 Pantalla de resultado de generación, carga y perdidas en el sistema de estudio con el nuevo flujo de potencia .....	63
Gráfico N° 3.7 Pantalla de gráfica de barras de voltajes nodales antes y después de la regulación del TAP del transformador regulante.....	64
Gráfico N° 4.1 Área de concesión de la EEQ <sup>17</sup> .....	67
Gráfico N° 4.2 Voltajes iniciales vs voltajes finales (programa automático) .....	70
Gráfico N° 4.3 Voltajes finales habilitación manual de TAPS .....	75

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla N° 1.1 Centrales de generación hidroeléctrica en el Ecuador, año 2012 <sup>4</sup> .....	10
Tabla N° 1.2 Centrales de generación con energía no renovable en el Ecuador, año 2012 <sup>4</sup> .....	10
Tabla N° 1.3 Centrales de generación termoeléctrica en el Ecuador, año 2012 <sup>4</sup> .....	11
Tabla N° 1.4 Proyección de la demanda eléctrica <sup>4</sup> .....	13
Tabla N° 1.5 Plan de expansión de la generación eléctrica del Ecuador entre 2013 – 2022 <sup>4</sup> .....	14
Tabla N° 1.6 Líneas de transmisión del SNT .....	16
Tabla N° 1.7 Subestaciones del SNT .....	17
Tabla N° 1.8 Compensación capacitiva instalada en el SNT .....	18
Tabla N° 1.9 Compensación inductiva instalada en el SNT .....	18
Tabla N° 1.10 Obras realizadas en el año 2012 <sup>4</sup> .....	20
Tabla N° 1.11 Proyectos de expansión zona norte <sup>4</sup> .....	21
Tabla N° 1.12 Proyectos de expansión zona nororiental <sup>4</sup> .....	21
Tabla N° 1.13 Proyectos de expansión zona noroccidental <sup>4</sup> .....	22
Tabla N° 1.14 Proyectos de expansión zona sur <sup>4</sup> .....	22
Tabla N° 1.15 Proyectos de expansión zona suroccidental .....	23
Tabla N° 1.16 Proyectos de expansión globales .....	24
Tabla N° 1.17 Proyectos de expansión asociados a proyectos de generación .....	24
Tabla N° 1.18 Proyectos de expansión 500 kv y 230 kv asociados .....	25
Tabla N° 1.19 Perfiles de voltajes máximos y mínimos aceptables .....	25
Tabla N° 2.1 Sistema nominal de voltajes estandarizados 60 HZ ANSI C84.1 .....	41
Tabla N° 3.1 Datos de barras del SEP .....	48
Tabla N° 3.2 Datos de las líneas y transformadores del SEP .....	49
Tabla N° 4.1 Potencia instalada de generación hidráulica de la EEQ16 .....	65

## **GLOSARIO DE TÉRMINOS**

**AAC:** Conductor totalmente de aluminio

**AAAC:** Conductor totalmente de aleación de aluminio

**ACSR:** Conductor de aluminio con alma de acero

**ACAR:** Conductor de aleación de aluminio con alma de acero

**ADMITANCIA (Y):** inverso de la impedancia ( $1/Z$ ).

**CELEC E.P:** Corporación eléctrica del Ecuador

**CONDUCTANCIA (G):** facilidad que ofrece un material al paso de la corriente eléctrica.

**CONDUCTOR:** material que ofrece mínima resistencia al paso de la corriente eléctrica.

**CONELEC:** Consejo Nacional de electricidad

**ERNC:** Energías renovables no convencionales

**IMPEDANCIA (Z):** oposición del conductor al paso de la corriente eléctrica AC. Se encuentra influenciada por la resistencia de la línea y la reactancia inductiva de la misma. Se calcula como:  $Z^2 = R^2 + X^2$

**POTENCIA ACTIVA:** potencia capaz de transformar la energía eléctrica en trabajo.

**RESISTENCIA:** oposición que presenta un material al paso de la corriente eléctrica.

**SNI:** Sistema nacional interconectado

**SNT:** Sistema nacional de transmisión

**P<sub>gi</sub>:** Potencia activa generada en la barra i

**Q<sub>gi</sub>:** Potencia reactiva generada en la barra i

**P<sub>prog</sub>:** Potencia activa programada

**Q<sub>prog</sub>:** Potencia reactiva programada

**P<sub>di</sub>:** Potencia activa demandada

**Qdi:** Potencia reactiva demandada

**SEP:** Sistema eléctrico de Potencia

**Ybarra:** Matriz de admitancias

## Resumen

# CONTROL DEL PERFIL DE VOLTAJE A TRAVÉS DE LA DETERMINACIÓN ÓPTIMA DE TAPS APLICADA EN MATLAB

Edison Isaac Nolivos Calvache

eisaacnolivos@hotmail.com

*Resumen*—“ El presente trabajo presenta un programa que ayude a determinar el estado inicial de un Sistema eléctrico de potencia por medio de flujos de potencia mediante el método iterativo de Newton Raphson, para en base a los resultados obtenidos inicialmente poder determinar las barras que se encuentren fuera de los límites de voltaje establecidos entre 0,95 y 1,05. En función de los resultados obtenidos, el programa desarrollado en MATLAB sintonizara automáticamente el TAP del transformador regulante para con ello mejorar el perfil de voltaje en la barra deseada volviendo a calcular un nuevo flujo de potencia para con ello analizar cómo afecta la potencia reactiva en el nivel de voltaje.

*Índice de Términos*— Algoritmo, sistema eléctrico de potencia, flujos de potencia, Newton Raphson, Matlab, TAP, potencia reactiva.

## Abstract

# PROFILE CONTROL VOLTAGE ACROSS THE OPTIMAL DETERMINATION OF TAPS APPLIED IN MATLAB

Edison Isaac Nolivos Calvache

eisaacnolivos@hotmail.com

*Abstract – “This paper presents a program to help determine the initial state of an electric power system through power flows using the Newton Raphson iterative method, for based on the results obtained initially to determine the bars that are outside voltage limits established between 0,95 and 1,05 p.u. Depending on the results, the program developed in Matlab automatically tune the LTC to thereby improve the voltage profile to the bar of recalculating a new power flow to thereby analyze how it affects the reactive power in the voltage level”.*

*Keywords— Electric power system, power flows, Newthon Raphson, voltage, LTC, Matlab.*





## INTRODUCCIÓN

Con el transcurso del tiempo, los sistemas eléctricos de potencia han ido incrementando en su magnitud debido al crecimiento poblacional de la sociedad, es por ello que se han incrementado la construcción de centrales de generación eléctrica, construcción de nuevas líneas de transmisión y subestaciones eléctricas con el objetivo de brindar a la población un servicio de energía eléctrica que cumplan parámetros de calidad, seguridad y confiabilidad.

Para esto, es necesario realizar estudios de flujos de potencia que nos ayuden a planear, diseñar y determinar las mejores condiciones de operación del sistema existente así como la expansiones futuras. La información que se obtiene de un estudio de flujos de potencia es la magnitud del voltaje en cada una de las barras que conforman el sistema eléctrico de potencia y el ángulo de fase del voltaje en cada barra, además de la potencia real y potencia reactiva que fluyen en cada línea. Durante el estudio de los flujos de potencia se pueden determinar que en una o varias barras se obtienen valores de voltaje menores a los permitidos (0,95 – 1,05 pu.), esto se debe a que en la práctica la mayoría de cargas están compuestas de altos porcentaje de carga inductiva, por lo tanto una variación de la carga ocasionará una variación del voltaje y un incremento en las pérdidas del sistema. Existen diferentes maneras de controlar el voltaje entre los cuales tenemos:

- Control de excitación de generadores
- Capacitores conectados en paralelo a la carga
- Capacitores síncronos

- Transformadores con cambio de derivación

Existe software para análisis de flujos de potencia que son costosos y poco accesibles para el estudio de flujos de potencia. Por lo tanto el presente proyecto pretende desarrollar un programa en MATLAB con el cual se pueda determinar el flujo de potencia de un sistema eléctrico de potencia de estudio y en función de los resultados determinar las barras que se encuentren fuera de los límites de operación establecidos y en función de los resultados optimizar el cambio de derivación en los transformadores regulantes interconectados en el sistema con el objetivo de regular el voltaje de las barras de carga considerando que el ajuste de los TAPS produce un reajuste en el flujo de la potencia reactiva del SEP.

El software desarrollado se basa en el método iterativo Newton Raphson.

# **CAPÍTULO I**

## **INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS DE POTENCIA Y SITUACIÓN**

### **ACTUAL DEL S.N.I. EN EL ECUADOR**

En el presente capítulo, se abordarán temas relacionados a la estructura del sistema eléctrico de potencia, así como sus voltajes de operación en sus diferentes etapas. Se indicará gráficamente la manera de aprovechar las fuentes de energía que existen en el planeta para poder transformarlas en energía eléctrica y la manera de transportarlas desde un sitio a otro. Se presentarán los proyectos eléctricos de generación y transmisión que el estado ecuatoriano se encuentra realizando con el objetivo de satisfacer la demanda de energía eléctrica debido al cambio de la matriz energética y productiva que ha planteado el presente gobierno siendo uno de los más importantes el cambio de cocinas a gas por cocinas de inducción lo cual producirá que la demanda de energía eléctrica aumente.

#### **1.1 Estructura del sistema eléctrico de potencia**

Un sistema de energía o suministro eléctrico, desde el más simple hasta el más complejo, se encuentra conformado por un conjunto de etapas o subsistemas que son:

- Generación
- Transporte
- Distribución

En cada una de las etapas se pueden determinar varios componentes o subsistemas que se constituyen por:

**SUBSISTEMA DE GENERACIÓN ELÉCTRICA (4,16 – 13,8 KV)**

**SUBSISTEMA DE TRANSMISIÓN O TRANSPORTE (138 – 230 – 500 KV)**

- Subestaciones elevadoras
- Líneas de transmisión
- Subestaciones reductoras

## SUBSISTEMA DE DISTRIBUCIÓN (69 – 46 KV)

- Red de subtransmisión
- Subestaciones de distribución (6,3 – 13,8 – 22,8 KV)
- Redes de subtransmisión en media tensión
- Transformadores de distribución
- Redes de distribución en baja tensión (240 / 120 – 208 / 120) [1][2]

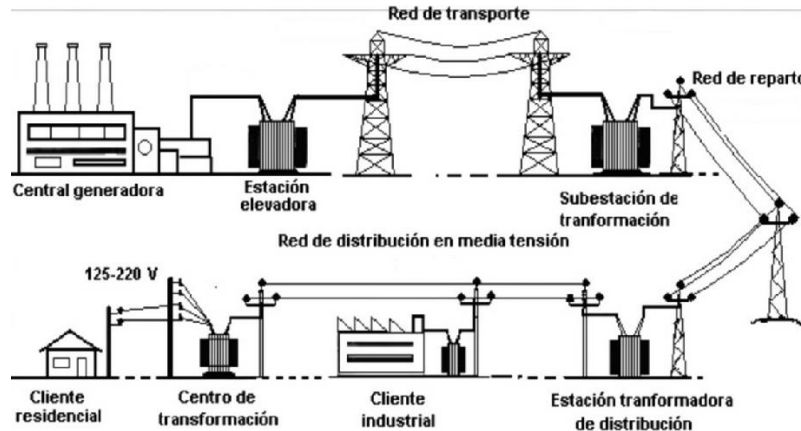


Gráfico N°1.1 Estructura del sistema eléctrico de potencia

**FUENTE:** VENEGAS, LUIS MIGUEL. “PARTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”. 2012  
Accedido 15 de octubre de 2014. <https://es.scribd.com/doc/87135865/PARTES-DE-UN-SISTEMA-ELECTRICO-DE-POTENCIA>.

El objetivo principal del Sistema de Energía Eléctrica es la de brindar electricidad a las cargas de potencia activa y reactiva, manteniendo parámetros de calidad establecidos por la frecuencia constante, tensión constante y continuidad en el servicio.

### 1.2 Generación de energía eléctrica

El subsistema de generación eléctrica, es la base fundamental del SEP (sistema eléctrico de potencia) o sistema de suministro eléctrico, ya que en esta etapa se procede a aprovechar la energía de fuentes primarias y por distintos métodos se la transforma en energía eléctrica. Entre las fuentes de energía aprovechables para generar electricidad, tenemos:

- **Energías renovables**

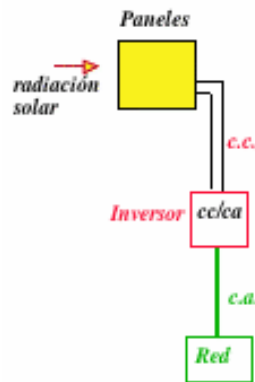
- Eólica



**Gráfico N° 1.2 Central de generación eléctrica eólica<sup>14</sup>**

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

- Solar fotovoltaica



**Gráfico N° 1.3 Central de generación fotovoltaica<sup>14</sup>**

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

- Geotérmica
- Hidráulica

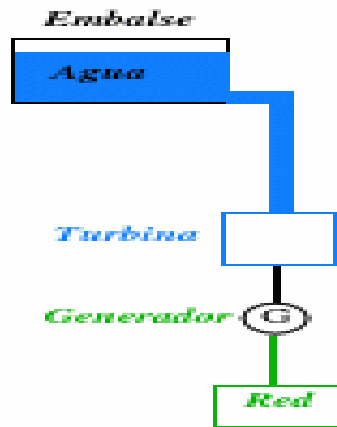


Gráfico N° 1.4 Central de generación hidráulica<sup>14</sup>

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

- Mareomotriz
- Biomasa

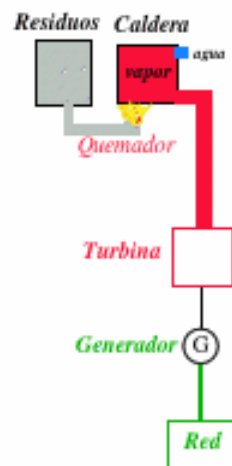
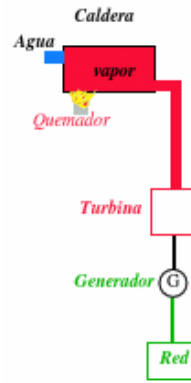


Gráfico N° 1.5 Central de generación con biomasa<sup>14</sup>

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

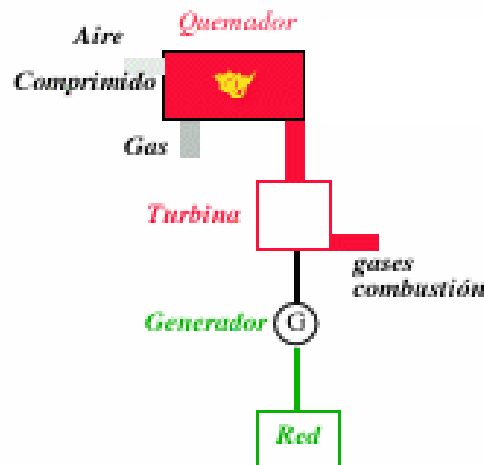
- Gradiente térmico oceánico
- **Energías no renovables**
  - Carbón



**Gráfico N° 1.6 Central de generación de carbón<sup>14</sup>**

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

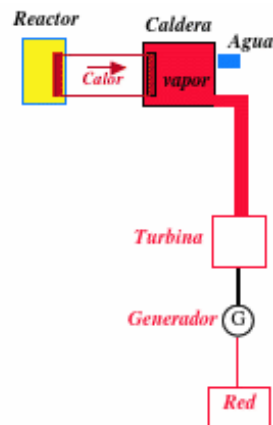
- Gas natural



**Gráfico N° 1.7 Central de generación con gas natural<sup>14</sup>**

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

- Petróleo y sus derivados
- Nuclear



**Gráfico N° 1.8 Central de generación nuclear<sup>14</sup>**

**FUENTE:** Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+d e+potencia>

### **1.2 .1 Situación actual de generación eléctrica en el Ecuador**

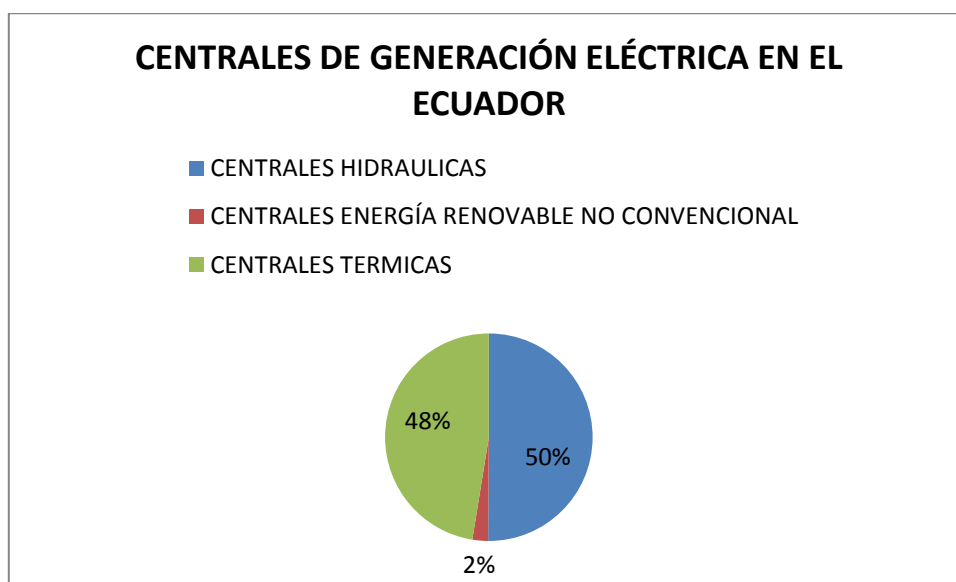
El Ecuador, se encuentra en un plan de expansión para aprovechar los diferentes tipos de energía por lo cual se ha desarrollado el Plan Maestro de Electrificación, el cual busca ser una herramienta que permita tomar decisiones en el sector eléctrico, para con ello garantizar en el corto y mediano plazo un servicio de abastecimiento de energía eléctrica continuo, con niveles adecuados de seguridad y calidad.

En base a la expedición del Mandato Constituyente No. 15, el cual indica que el estado asumirá las inversiones en el sector estratégico de electricidad, iniciándose las gestiones tendientes a la construcción de grandes proyectos hidroeléctricos, con los cuales y conforme a la planificación de la expansión del sistema eléctrico ecuatoriano realizada por el CONELEC (LRSE, Artículos 5a y 13b), se obtiene como resultado proyectos de generación hidroeléctrica y proyectos de generación térmica, todos de carácter público; a



más de aquella generación con energías renovables como eólica y geotérmica y de aportes pequeños de inversión en generación privada, incentivándose a la inversión privada en proyectos de energías renovables no convencionales, ERNC.[4]

Actualmente, el Ecuador trabaja con centrales de generación hidroeléctrica, térmica y energías renovables no convencionales, tal como lo muestra las tablas 1.1, 1.2 y 1.3. Con una potencia instalada en total de 4502,44 MW.



**Gráfico N° 1.9 Porcentajes de centrales de generación eléctrica en el Ecuador<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

**ELABORACIÓN:** PROPIA

No.	EMPRESA	CENTRAL HIDROELÉCTRICA	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año )	FACTOR DE PLANTA (%)
1	CELEC EP HIDROPAUTE	PAUTE	10	1.100	5.865,0	62,28
2	CELEC EP HIDROAGOYÁN	SAN FRANCISCO	2	216	914,00	45,30
3	CELEC EP HIDRONACIÓN	DAULE PERIPA	3	213	1.050	56,30
4	CELEC EP HIDROPAUTE	MAZAR	2	163	908,40	61,00
5	CELEC EP HIDROAGOYÁN	AGOYÁN	2	156	1.010	73,90
6	CELEC EP HIDROAGOYÁN	PUCARÁ	2	73	149,40	23,40
7	E.E. QUITO	CUMBAYÁ	4	40	181,09	52,40
8	HIDROABANICO	HIDROABANICO	5	37,5	325,00	97,70
9	E.E. QUITO	NAYÓN	2	29,7	151,14	58,90
10	ELECAUSTRO	OCAÑA	2	26	203,00	89,00
11	ELECAUSTRO	SAUCAY	4	24	141,42	68,20
12	E.E. QUITO	GUANGOPOLO	6	20,92	86,40	47,80
13	ENERMAX	CALOPE	2	18	90,00	62,50
14	HIDROSIBIMBE	SIBIMBE	1	15	89,25	63,70
15	EMAAP-Q	RECUPERADORA	1	14,5	102,60	81,90
16	ELECAUSTRO	SAYMIRIN	6	14,4	96,26	77,20
17	E.E. RIOBAMBA	ALAO	4	10	69,12	80,00
18	E.E. COTOPAXI	ILLUCHI 1-2	6	9,2	47,69	60,00
19	EMAAP-Q	EL CÁRMEN	1	8,2	36,77	51,90
20	E.E. NORTE	AMBI	2	8	34,56	50,00
21	ECOLUZ	PAPALLACTA	2	6,2	23,62	44,10
22	MANAGENERACIÓN	ESPERANZA	1	6	19,00	-
23	LA INTERNACIONAL	VINDOBONA	3	5,86	32,66	64,50
24	E.E. QUITO	PASOCHOA	2	4,5	24,03	61,80
25	MANAGENERACIÓN	POZA HONDA	1	3	16,00	-
26	E.E. RIOBAMBA	RÍO BLANCO	1	3	18,09	69,80
27	PERLABÍ	PERLABÍ	1	2,46	13,09	61,60
28	E.E. SUR	CARLOS MORA	3	2,4	17,00	82,00
29	ECOLUZ	LORETO	1	2,15	12,97	69,80
30	E.E. NORTE	BUENOS AIRES	1	1	7,00	80,00
31	HIDROSIBIMBE	CORAZÓN	1	0,98	7,62	90,00
32	-	Otras Menores	24	21,97	94,91	50,00
		<b>Total</b>	<b>108</b>	<b>2.256</b>	<b>11.837</b>	

**Tabla N° 1.1 Centrales de generación hidroeléctrica en el Ecuador, año 2012<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

No.	EMPRESA	CENTRAL * ERNC	UNIDADES	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA MEDIA (GWh/año)
1	ECOELECTRIC	ECOELECTRIC	3	35,20	110,84
2	SAN CARLOS	SAN CARLOS	4	30,60	87,72
3	ECUDOS	ECUDOS A - G	4	27,60	97,80
4	GENSUR	VILLONACO	11	16,50	-
		<b>Total</b>	<b>22</b>	<b>109,90</b>	<b>296,35</b>

**Tabla N° 1.2 Centrales de generación con energía no renovable en el Ecuador, año 2012<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

No.	EMPRESA	CENTRAL	TIPO	POTENCIA NOMINAL (MW)	POTENCIA EFECTIVA (MW)	ENERGÍA NETA (GWh/año)
1		ENRIQUE GARCÍA	Térmica Turbogás	102,00	93,00	142,09
2		G. ZEVALLOS TG4	Térmica Turbogás	26,27	20,00	1,33
3	ELECTROGUAYAS	G. ZEVALLOS TV2-TV3	Térmica Turbogás	146,00	146,00	685,74
4		SANTA ELENA 2	Térmica MCI	90,10	90,10	388,01
5		SANTA ELENA 3	Térmica MCI	41,70	41,70	98,53
6		TRINITARIA	Térmica Turbogás	133,00	133,00	629,48
1		JARAMIJÓ	Térmica MCI	140,00	138,50	457,82
2		C. LA PROPICIA 1-2-3	Térmica MCI	10,50	9,60	16,14
3		MANTA 2	Térmica MCI	20,40	19,20	94,53
4	TERMOESMERALDAS	MIRAFLORES	Térmica MCI	29,50	24,00	27,93
			Térmica Turbogás	22,80	19,00	30,26
5		PEDERNALES	Térmica MCI	2,50	2,00	1,25
6		ESMERALDAS	Térmica Turbogás	132,50	131,00	755,35
1	TERMO GAS MACHALA	MACHALA 1	Térmica Turbogás	140,00	128,50	813,28
2		MACHALA 2	Térmica Turbogás	136,80	124,00	406,64
1	TERMOPICHINCHA	CAMPO ALEGRE	Térmica MCI	0,40	0,36	0,51
2		CELSO CASTELLANOS	Térmica MCI	7,50	5,70	5,51
3		GUANGOPOLLO	Térmica MCI	17,52	16,80	68,07
4		JIVINO	Térmica MCI	5,00	3,80	0,51
5		JIVINO 2	Térmica MCI	10,20	10,00	8,19
6		JIVINO 3	Térmica MCI	40,00	36,00	170,83
7		PAYAMINO	Térmica MCI	4,08	2,70	0,08
8		PUNÁ NUEVA	Térmica MCI	3,37	3,15	2,18
9		PUNÁ VIEJO	Térmica MCI	0,07	0,06	0,10
10		QUEVEDO 2	Térmica MCI	102,00	100,00	474,30
11		SACHA	Térmica MCI	20,40	18,00	74,23
12		SANTA ELENA	Térmica MCI	40,00	40,00	8,92
13		SANTA ROSA 1-2-3	Térmica Turbogás	51,30	51,00	17,90
14		SECOYA	Térmica MCI	11,40	10,00	25,95
1	Elecaustro	EL DESCANSO	Térmica MCI	19,20	17,20	67,50
1	Electroquil	ELECTROQUIL U1-U2-U3-U4	Térmica Turbogás	181,00	181,00	217,06
1	Generoca	GENEROCA 1-2-3-4-5-6-7-8	Térmica MCI	38,12	34,33	121,41
1	Intervisa Trade	VICTORIA 2	Térmica Turbogás	115,00	102,00	60,54
1	Termoguayas	TERMOGUAYAS	Térmica MCI	150,00	120,00	546,45
1	E. E. Ambato	LLIGUA	Térmica MCI	5,00	3,30	0,42
1	E. E. Centro Sur	CENTRAL TÉRMICA TAISHA	Térmica Turbogás	0,24	0,24	0,34
1	EEQ SA	GUALBERTO HERNANDEZ	Térmica MCI	34,32	31,20	142,15
1	Regional Sur	CATAMAYO	Térmica MCI	19,74	17,17	9,82
1		ALVARO TINAJERO 1-2	Térmica Turbogás	94,80	81,50	121,81
2	Eléctrica de Guayaquil	ANIBAL SANTOS G. 1-2-3-5-6	Térmica Turbogás	106,77	97,50	40,72
3		ANIBAL SANTOS V.	Térmica Turbogás	34,50	33,00	207,09
1		NUEVO ROCAFUERTE	Térmica MCI	0,45	0,37	0,31
2	CNEL-Sucumbios	PUERTO EL CARMEN	Térmica MCI	0,65	0,45	2,93
3		TIPUTINI	Térmica MCI	0,16	0,12	0,60
	<b>Total</b>	<b>43</b>	<b>Total</b>	<b>2.287,25</b>	<b>2.136,54</b>	<b>6.944,78</b>

**Tabla N° 1.3 Centrales de generación termoelectrica en el Ecuador, año 20124**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

## 1.2.2 Proyectos de generación eléctrica en el Ecuador

El objetivo del estado ecuatoriano, es constituirse en un país en el que la electricidad sea generada en su gran mayoría por energías renovables, motivo por el cual, se ha determinado

invertir y aprovechar las cuencas de los ríos y producir energía eléctrica que satisfaga el constante crecimiento de la demanda eléctrica. Por lo tanto, se empezó con los estudios y construcción de varias centrales de generación hidroeléctricas, para en un futuro y progresivamente reducir la generación termoeléctrica.

El Ecuador, ha iniciado un cambio en la matriz productiva del país en la cual uno de los principales actores es crear industrias de diferente índole para dejar de ser un país importador y constituirnos en un país exportador y que autosatisfaga sus necesidades. Esto ocasionará que la demanda energética sea mayor y por ende la demanda de energía eléctrica también aumente. De acuerdo a los estudios realizados por el ente responsable de determinar el crecimiento de la demanda de energía eléctrica entre el año 2013 – 2022, indica que el aumento se presentará por las siguientes premisas:

- Incremento de número de abonados (incremento de la población)
- Inclusión de proyectos mineros
- Cambio de la matriz productiva y energética del país
- Refinerías del Pacífico (etapa de construcción y operación)
- Migración de GLP y derivados del petróleo a electricidad (3,500.000 cocinas de inducción).
- Industria del acero y cemento
- Transporte eléctrico público

Se prevé, que en el año 2022 la potencia demandada sea aproximadamente de 7513 MW en su evento más crítico y de 6437 MW en un menor crecimiento de la demanda. [4]

<b>PROYECCIÓN DE LA DEMANDA ANUAL DE POTENCIA ELÉCTRICA</b> <b>EN BORNES DE GENERACIÓN DEL S.N.I. - HIPÓTESIS 5</b>								
AÑO	DEMANDA DE POTENCIA (MW)				TASAS DE CRECIMIENTO (%)			
	CRECIMIENTO			Histórico	CRECIMIENTO			Histórico
	Menor	Medio	Mayor		Menor	Medio	Mayor	
2001				2.002				6,0
2002				2.132				6,5
2003				2.223				4,3
2004				2.401				8,0
2005				2.424				1,0
2006				2.642				9,0
2007				2.706				2,4
2008				2.785				2,9
2009				2.768				-0,6
2010				2.879				4,0
2011				3.052				6,0
2012	3.207	3.207	3.207	3.207				5,1
2013	3.247	3.334	3.370		1,2	4,0	5,1	
2014	3.357	3.480	3.551		3,4	4,4	5,4	
2015	3.876	4.032	4.150		15,5	15,9	16,9	
2016	4.686	4.875	5.047		20,9	20,9	21,6	
2017	5.448	5.669	5.906		16,2	16,3	17,0	
2018	5.717	5.974	6.282		4,9	5,4	6,4	
2019	5.911	6.205	6.589		3,4	3,9	4,9	
2020	6.110	6.442	6.909		3,4	3,8	4,9	
2021	6.277	6.650	7.210		2,7	3,2	4,3	
2022	6.437	6.864	7.513		2,5	3,2	4,2	
2023	6.620	7.107	7.856		2,8	3,5	4,6	
2024	6.809	7.360	8.218		2,9	3,6	4,6	
2025	7.004	7.623	8.602		2,9	3,6	4,7	
2026	7.206	7.899	9.009		2,9	3,6	4,7	
2027	7.415	8.187	9.440		2,9	3,6	4,8	
2028	7.629	8.485	9.895		2,9	3,6	4,8	
2029	7.849	8.797	10.377		2,9	3,7	4,9	
2030	8.077	9.122	10.888		2,9	3,7	4,9	
2031	8.312	9.461	11.431		2,9	3,7	5,0	
2032	8.555	9.815	12.006		2,9	3,7	5,0	
Crec. 2001-2012				➡ 4,5%	La sensibilidad en el comportamiento de la demanda se la realizó en función de la variación del PIB, según lo indicado en el Volumen II.- Estudio y Gestión de la Demanda Eléctrica, Sección 5.7. Sensibilidad de la Proyección.			
Crec. 2013-2022	7,4%	8,1%	9,1%					
Crec. 2023-2032	2,9%	3,6%	4,8%					

**Tabla N° 1.4 Proyección de la demanda eléctrica<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

En base a lo expuesto, se hace indispensable el ingreso de nuevos proyectos de centrales de generación eléctrica, los mismos que se encuentran en etapa de estudio, licitación, construcción y operación tal como lo muestra la tabla 1.5.

OPERACIÓN COMPLETA	PROYECTO / CENTRAL	EMPRESA / INSTITUCIÓN	TIPO	POTENCIA (MW)
JUN-13	VILLONACO	CELEC EP - GENSUR	EÓLICO	16,5
JUN-13	BABA	HIDROLITORAL EP	HIDROELÉCTRICO	42,0
OCT-13	ISIMANCHI	EERSSA	HIDROELÉCTRICO	2,3
MAR-14	SAN JOSÉ DEL TAMBO	HIDROTAMBO S.A.	HIDROELÉCTRICO	8,0
MAR-14	GUANGOPOLO II (50	CELEC - EP	TERMOELÉCTRICO	50,0
MAR-14	MAZAR-DUDAS	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	21,0
MAR-14	ESMERALDAS II	CELEC EP -	TERMOELÉCTRICO	96,0
MAR-14	SAYMIRÍN V	ELECAUSTRO S.A.	HIDROELÉCTRICO	7,0
JUL-14	PROYECTOS SOLARES FOTOVOLTAICOS Y DE OTRAS FUENTES	VARIAS EMPRESAS	ERNC	200,0
JUL-14	CHORRILLOS	HIDROZAMORA EP	HIDROELÉCTRICO	4,0
AGO-14	TOPO	PEMAF CÍA. LTDA.	HIDROELÉCTRICO	29,2
SEP-14	VICTORIA	HIDROVICTORIA S.A.	HIDROELÉCTRICO	10,0
OCT-14	SAN JOSÉ DE MINAS	SAN JOSÉ DE MINAS	HIDROELÉCTRICO	6,0
NOV-14	MANDURIACU	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	60,0
DIC-14	MACHALA GAS 3RA.	CELEC EP - TERMOGAS	TERMOELÉCTRICO	70,0
DIC-14	GENERACIÓN	CELEC - EP	TERMOELÉCTRICO	150,0
ABR-15	PAUTE – SOPLADORA	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	487,0
MAY-15	TOACHI – PILATÓN	HIDROTOAPI EP	HIDROELÉCTRICO	253,0
MAY-15	SAN BARTOLO	HIDROSANBARTOLO	HIDROELÉCTRICO	48,1
OCT-15	MACHALA GAS CICLO	CELEC EP - TERMOGAS	TERMOELÉCTRICO	100,0
DIC-15	DELSI TANISAGUA	CELEC EP - GENSUR	HIDROELÉCTRICO	116,0
DIC-15	QUIJOS	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	50,0
ENE-16	MINAS - SAN	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	276,0
FEB-16	COCA CODO	COCASINCLAIR EP	HIDROELÉCTRICO	1.500,0
MAR-16	SOLDADOS MINAS	ELECAUSTRO S.A.	HIDROELÉCTRICO	27,8
OCT-16	LA MERCED DE	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	18,7
DIC-16	SANTA CRUZ	HIDROCRUZ S.A.	HIDROELÉCTRICO	129,0
ENE-17	TIGRE	HIDROEQUINOCCIO EP	HIDROELÉCTRICO	80,0
JUL-17	DUE	HIDROALTO S.A.	HIDROELÉCTRICO	49,7
SEP-17	TÉRMICA GAS CICLO	CELEC - EP	TERMOELÉCTRICO	250,0
SEP-17	TÉRMICA GAS CICLO	CELEC - EP	TERMOELÉCTRICO	125,0
MAY-18	SABANILLA	HIDRELGEN S.A.	HIDROELÉCTRICO	30,0
OCT-21	CHONTAL - CHIRAPI	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	351,0
DIC-21	PAUTE - CARDENILLO	CELEC EP -	HIDROELÉCTRICO	564,0
			<b>TOTAL</b>	<b>5.227</b>

**Tabla N° 1.5 Plan de expansión de la generación eléctrica del Ecuador entre 2013 – 2022<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

### **1.3 Transmisión de energía eléctrica**

La misión del sistema de transmisión en el sistema eléctrico de potencia, es la de transportar la energía eléctrica generada en las centrales de generación hacia las distribuidoras de energía mediante líneas de transmisión.

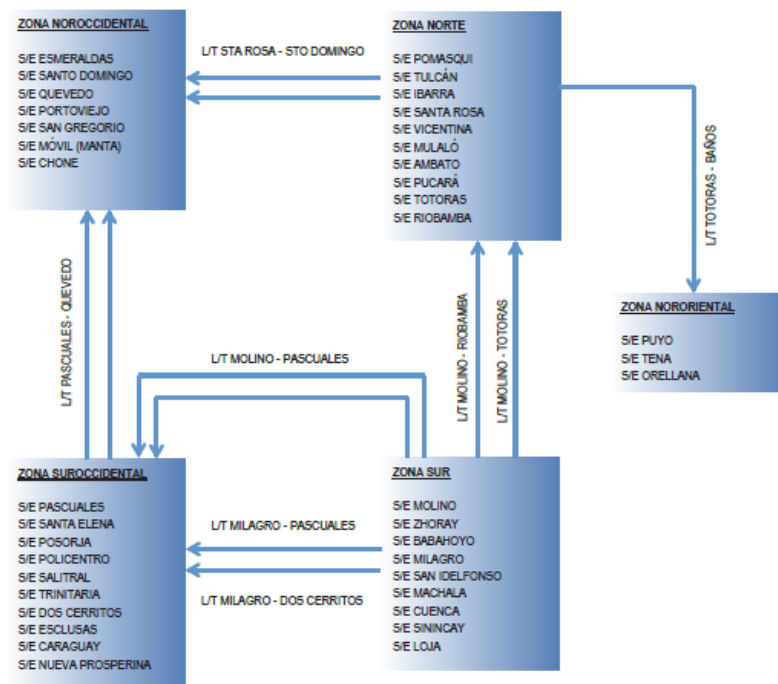
Las líneas de transmisión son el componente más extenso del sistema eléctrico de potencia y se ve afectado en su capacidad por cuatro parámetros que son: la resistencia, inductancia, capacitancia y conductancia. [2][5]

Las líneas de transmisión generalmente son conductores de aluminio, entre los cuales tenemos:

AAC	(All aluminium conductor)
AAAC	(All aluminium alloy conductor)
ACSR	(aluminium conductor steel reinforced)
ACAR	(Aluminium conductor alloy reinforced)

#### **1.3.1 Situación actual del sistema de transmisión eléctrica en el Ecuador**

Actualmente, el Sistema Nacional de Transmisión en el Ecuador, se encuentra conformado por 5 zonas, las mismas que se muestran en el gráfico 1.10.



**Gráfico N° 1.10 Zonas operativas del sistema nacional de transmisión<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

El sistema nacional de transmisión hasta el 2012, se encuentra conformado por:

- Líneas de transmisión

	DOBLE CIRCUITO	SIMPLE CIRCUITO
230 KV	1,285	556
138 KV	625	1,093

**Tabla N° 1.6 Líneas de transmisión del SNT**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012 – 2020



- Subestaciones de transformación

NIVEL DE TRANSFORMACIÓN KV	No. DE SUBESTACIONES
230/138/69	15
138/69	20
Seccionamiento 230 KV	1
Seccionamiento 138 KV	1
Subestación Móvil 138/69 KV	1
Subestación Móvil 69/13,8 KV	1
TOTAL	39

**Tabla N° 1.7 Subestaciones del SNT**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN  
2012 – 2020

- Compensación Capacitiva e Inductiva

Subestación	Nivel de tensión	No. Bancos	Capacidad Unitaria MVAR	Capacidad Total MVAR
Pascuales	138	2	30	60
Pascuales	69	2	12	24
Santa Rosa	138	3	27	81
Santa Elena	69	1	12	12
Loja	69	1	12	12

Policentro	13,8	2	6	12
Machala	13,8	2	6	12
Milagro	13,8	1	18	18
Tulcán	13,8	1	3	3
Ibarra	13,8	2	6	12
Portoviejo	69	3	12	36
Nueva Prosperina	69	1	12	12
Caraguay	69	1	12	12
<b>TOTAL</b>		<b>22</b>	<b>168</b>	<b>306</b>

**Tabla N° 1.8 Compensación capacitiva instalada en el SNT**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012 – 2020

Subestación	Nivel de tensión	No. Bancos	Capacidad Unitaria MVAR	Capacidad Total MVAR
Pascuales	13,8	2	10	20
Molino	13,8	2	10	20
Santa Rosa	13,8	2	10	20
Santo Domingo	13,8	1	10	10
Totoras	13,8	1	10	10
Riobamba	13,8	1	10	10
<b>TOTAL</b>		<b>10</b>	<b>70</b>	<b>100</b>

**Tabla N° 1.9 Compensación inductiva instalada en el SNT**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012 – 2020

### **1.3.2 Proyectos del sistema de transmisión eléctrica en el Ecuador**

Los proyectos del Sistema Nacional de Transmisión en el Ecuador se han establecido en función a las siguientes regulaciones:

- Regulación No. CONELEC 006/00, Procedimientos de Despacho y Operación.
- Regulación No. CONELEC 004/02, Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM.
- Regulación No. CONELEC 003/08, Calidad del Transporte de Electricidad y del Servicio de Transmisión y Conexión en el Sistema Nacional Interconectado.
- Regulación No. CONELEC 006/12, Criterios para la Planificación de la Expansión del Sistema de Transmisión Ecuatoriano.[4]

Mencionadas regulaciones, fueron creadas con el objetivo de garantizar los parámetros de calidad, confiabilidad y seguridad. Para que el S.N.I pueda satisfacer de manera oportuna y reduciendo las contingencias que se puedan llegar a presentar por fallas en la etapa de generación o transmisión. Los parámetros que se toman en consideración son:

Voltaje, generación de potencia reactiva, factor de potencia y cargabilidad de las instalaciones.

En base a lo mencionado y considerando los nuevos proyectos de generación eléctrica, CELEC EP, a través de su unidad de negocio TRANSELECTRIC ha determinado la necesidad de incluir al S.N.T los siguientes elementos:

- La implementación de 2.065 km de líneas de transmisión de simple y doble circuito.
- La instalación de 7.645 MVA de transformación adicionales.
- La incorporación de 390 MVAR de compensación capacitiva.

- La incorporación de 195 MVAR de compensación inductiva.[4]

Los mismos que consisten en:

FECHA DE ENTRADA EN OPERACIÓN	OBRA	OBJETIVO	ZONA
1er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 230 kV Bajo Alto – San Idelfonso: Montaje del segundo circuito, inicialmente energizado a 138 kV.	Evacuación de generación de la zona de Bajo Alto.	SUR
2do. trimestre 2012	Subestación Ibarra: Instalación segundo transformador 138/69 kV, 67 MVA y modernización subestación.	Atender el crecimiento de la demanda de la Zona Norte del S.N.I.	NORTE
3er. trimestre 2012	Subestación Pomasqui: Instalación reactor 230 kV, 25 MVAR.	Controlar los perfiles de voltaje en la Zona Norte del S.N.I. en casos de bajos intercambios de potencia con el sistema colombiano.	NORTE
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Nororiente: Construcción subestación Baños, patio 138 kV y tramo de línea.	Normalizar el segundo circuito de la línea de transmisión Agoyán (Baños) – Totoras, 138 kV; y, alimentación a la Zona Nororiental del S.N.I. (línea de transmisión Baños – Puyo, 138 kV).	NORORIENTAL
3er. trimestre 2012	Subestación Montecristi 138/69 kV, 100 MVA. Línea de transmisión Victoria – Montecristi, 138 kV, doble circuito, 7 km.	Atender el crecimiento de la demanda de la zona de Manta y mejora de la calidad de servicio.	NOROCCIDENTAL
3er. trimestre 2012	Sistema de transmisión 138 kV Cuenca - Gualaceo - Límón - Méndez – Macas: Cambio de voltaje a 138 kV de líneas de subtransmisión.	Mejorar la calidad de servicio en la zona. Disminución de pérdidas de potencia en el sistema de transmisión.	SUR
3er. trimestre 2012	Modernización de la subestación Pascuales patios 230, 138 y 69 kV, segundo transformador 138/69 kV, 224 MVA, instalación bahía transformador ATT 230 kV.	Confiabilidad de los sistemas de control.	SUROCCIDENTAL

**Tabla N° 1.10 Obras realizadas en el año 2012<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Como complemento y parte importante en el SNT, se tiene contemplado que ingresen al S.N.I los proyectos que se detallan en las tablas 1.11, 1.12, 1.13, 1.14, 1.15, 1.16, 1.17, 1.18. Estos se encuentran determinados por zona, y son:

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santa Rosa 138 KV, ampliación: 2 bahías de línea de 138 KV (seccionamiento línea de transmisión Mulaló – Vicentina 138 KV)	4to. trimestre 2013
2	Subestación Totoras 230/138 KV, ampliación: Transformador trifásico 230/138 KV, 90/120/150 MVA	2do. trimestre 2013
3	Subestación Pomasqui 230/138 KV, ampliación: Segundo Transformador, 180/240/300 MVA	4to. trimestre 2013
4	Subestación Ambato 138/69 KV, ampliación Transformador 138/69 KV, 75 MVA	4to. trimestre 2013
5	Sistema de transmisión 230 KV Santa Rosa – Pomasqui Línea de transmisión Santa Rosa – Pomasqui, 230 KV, doble circuito	4to. trimestre 2013
6	Subestación Mulaló Transformador 138/69 KV, 67 MVA	4to. trimestre 2013
7	Subestación Tabacundo 230/138 KV Transformador trifásico de 100/133/167 MVA	4to. trimestre 2013
8	Subestación Tabacundo 230/69 KV, 100 MVA, ampliación 1 transformador trifásico 230/138 KV, 60/80/100 MVA	4to. trimestre 2013

**Tabla N° 1.11 Proyectos de expansión zona norte<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 KV Coca Codo Sinclair – Sucumbíos Línea de transmisión Coca Codo Sinclair – Sucumbíos, 230 KV, 105 Km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación Sucumbíos, 230/69 KV, 167 MVA.	4to. trimestre 2014
2	Sistema de transmisión 138 KV Sucumbíos – Orellana Subestación Sucumbíos, 230/138 KV, 167 MVA. Subestación Orellana, 138 KV, ampliación. Línea de transmisión Sucumbíos - Orellana, 138 KV, 55 Km, doble circuito, 750 ACAR	4to. trimestre 2017

**Tabla N° 1.12 Proyectos de expansión zona nororiental<sup>4</sup>**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Subestación Santo Domingo Transformador 230/138 KV, 167 MVA	1er. trimestre 2013
2	Subestación Quinindé Transformador 138/69 KV, 60 MVA	4to. trimestre 2013
3	Subestación Chone Transformador 138/69 KV, 100 MVA	4to. trimestre 2013
4	Subestación Santo Domingo Transformador 138/69 KV, 167 MVA	4to. trimestre 2013
5	Sistema de transmisión 230 KV Quevedo – San Gregorio, II etapa Subestación Quevedo 230 KV, ampliación Subestación San Gregorio 230 KV, ampliación.	4to. trimestre 2013
6	Sistema de transmisión 230 KV San Gregorio – San Juan de Manta Línea de transmisión San Gregorio – San Juan 230 KV, 35 Km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación San Juan de Manta 230/69 KV, 225 MVA Subestación San Gregorio 230 KV, ampliación.	2to. trimestre 2014
7	Subestación San Gregorio (Portoviejo), ampliación. Un transformador trifásico 230/69 KV, 100/133/167 MVA	4to. trimestre 2016
8	Sistema de transmisión 138 KV Daule Peripa – Severino Línea de transmisión Daule Peripa – Severino 138 KV, 33,5 Km, simple circuito, 750 ACAR Subestación Daule Peripa 138 KV, ampliación Subestación Severino 138 KV, ampliación.	4to. trimestre 2018

**Tabla N° 1.13 Proyectos de expansión zona noroccidental<sup>4</sup>**

FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Modernización subestación Molino 230/138 KV.	1er. trimestre 2013
2	Sistema de transmisión 138 KV Cuenca Loja Línea de transmisión Cuenca Loja, montaje segundo circuito	2do. trimestre 2013
3	Sistema de transmisión 138 KV Loja – Cumbaratza Línea de transmisión Motupe – Yanacocha Subestación Cumbaratza 138/69 KV, 33 MVA	2do. trimestre 2013
4	Sistema 230 KV Milagro Machala Etapa II Línea de transmisión Milagro Machala 230 KV, 134 Km, montaje segundo circuito	2do. trimestre 2013
5	Sistema 138 KV Milagro Babahoyo Línea de transmisión Milagro Babahoyo, 230 KV, 47 Km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación Milagro 138 KV, ampliación Subestación Babahoyo 138 KV, ampliación	4to. trimestre 2013
6	Subestación La Troncal 230/69 KV Transformador trifásico 230/69 KV, 100/133/167 MVA	2do trimestre 2014
7	Subestación Yanacocha, ampliación Transformador 138/69 KV, 40/53/66 MVA	4to trimestrs 2014

**Tabla N° 1.14 Proyectos de expansión zona sur<sup>4</sup>**

FUENTE: CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema 230 KV Milagro - Las Esclusas Línea de transmisión Milagro – Las Esclusas 230 KV Transformador 230/138 KV, 225 MVA	2do. trimestre 2013
2	Subestación Dos Ceritos 69 KV Instalación 2x12 MVAR capacitores	1er. trimestre 2013
3	Sistema de transmisión 138 KV Lago de Chongón – Santa Elena Línea de transmisión Lago de Chongón – Santa Elena 138 KV Subestación 138 KV	2do. trimestre 2013
4	Subestación Posorja 138/69 KV, ampliación Transformador trifásico, 20/27/33 MVA	4to. trimestre 2013
5	Subestación Las Esclusas, ampliación Transformador trifásico 230/69 KV, 100/133/167 MVA	4to. trimestre 2014
6	Sistema de transmisión 230 KV Pascuales – Las Orquídeas Subestación Las Orquídeas 230/69 KV, 225 MVA Línea de transmisión Pascuales – Las Orquídeas 230 KV, 10 Km, doble circuito, 1200 ACAR	4to. trimestre 2016
7	Subestación Durán 230/69 KV, 225 MVA Tramo línea de transmisión 230 KV, cuatro circuitos, 10 Km, montaje inicial de dos 2x750 ACAR	4to trimestre 2016
8	Subestación San Idelfonso, ampliación Transformador trifásico 230/138 KV, 135/180/225 MVA	4to trimestre 2017
9	Subestación Nueva Salitral 230/69 KV, 225 MVA Tramo línea de transmisión 230 KV, cuatro circuitos, 1,5 Km	4to trimestre 2018
10	Sistema de transmisión 230 KV Daule – Lago de Chongón Subestación Daule 230 KV, ampliación Línea de transmisión Daule – Lago de Chongón 230 KV, 30 Km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación Lago de Chongón 138/230 KV, 225 MVA	4to trimestre 2018
11	Sistema de transmisión 138 KV Lago de Chongón - Posorja Subestación Posorja 138 KV, ampliación Línea de transmisión Posorja - Lago de Chongón 230 KV, 70,4 Km, doble circuito, 1200 ACAR Subestación Daule 138 KV, ampliación	4to trimestre 2018

**Tabla N° 1.15 Proyectos de expansión zona suroccidental**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Bahía de emergencia y/o reserva 138/69 KV Dos bahías de línea de 138 KV Cuatro bahías de línea de 69 KV	4to. trimestre 2013
2	Sistema de transmisión 230 KV subestación Central - Quevedo Línea de transmisión Central – Quevedo 230 KV, 120 Km, doble circuito Subestación Central 230 KV Subestación Quevedo 230 KV, ampliación Línea de transmisión subestación Central – Punto de seccionamiento SNT, 230 KV, 5 Km, 2 tramos doble circuito, 1200 ACAR	4to. trimestre 2013
3	Subestación Nueva Prosperina, ampliación Transformador trifásico, 230/69 KV, 135/180/225 MVA	4to. trimestre 2014
4	Subestación El Inga, ampliación Transformador trifásico 230/138 KV, 180/240/300 MVA	4to. trimestre 2014
5	Subestaciones móviles Subestación móvil 138/46 KV, 60 MVA Subestación móvil doble tap 138/22 KV y 138/13,8 KV, 33 MVA	4to. trimestre 2014

**Tabla N° 1.16 Proyectos de expansión globales**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión 230 KV Esmeraldas – Santo Domingo Modernización subestación Esmeraldas Subestación Esmeraldas, 230/138 KV, 167 MVA Subestación Santo Domingo 230 KV, ampliación Línea de transmisión Esmeraldas – Santo Domingo, 230 KV, 155 Km, doble circuito, 1200 ACAR	1er. trimestre 2014
2	Sistema de transmisión 230 KV Sopladora – Taday - Milagro Subestación Taday 230 KV Subestación Milagro 230 KV Línea de transmisión Sopladora – Taday, 230 KV, 35 Km, doble circuito, 2x750 ACAR Línea de transmisión Taday – Milagro, 230 KV, doble circuito 140 KM, 2x750 ACAR	3er. trimestre 2014 3er. trimestre 2014 3er. trimestre 2014 1er. trimestre 2015

**Tabla N° 1.17 Proyectos de expansión asociados a proyectos de generación**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022



Ítem	Proyecto	Entrada en operación
1	Sistema de transmisión Coca Codo Sinclair – El Inga - Daule Línea de transmisión El Inga – Coca Codo Sinclair, 500 KV, 2 circuitos independientes, 125 Km, 4x1100 ACAR Línea de transmisión El Inga – Central, 120 Km, 4x750 ACAR Subestación Central, 230 KV  Línea de transmisión Central - Daule, 500 KV, 180 Km, 4x750 ACAR Línea de transmisión Daule – Punto seccionamiento SNT, 230 KV, 3 tramos doble circuito, 10 Km, 1200 ACAR Subestación El Inga, 500/230 KV, 3x600 MVA Subestación Coca Codo Sinclair, 500/230 KV, 375 MVA Subestación Daule 230 KV	4to. trimestre 2014 4to. trimestre 2014 4to. trimestre 2014  1er. trimestre 2015 1er. trimestre 2015 1er. trimestre 2015 1er. trimestre 2015 1er. trimestre 2015

**Tabla N° 1.18 Proyectos de expansión 500 kv y 230 kv asociados**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

#### 1.4 Problemas del perfil de voltaje del SNI en el Ecuador

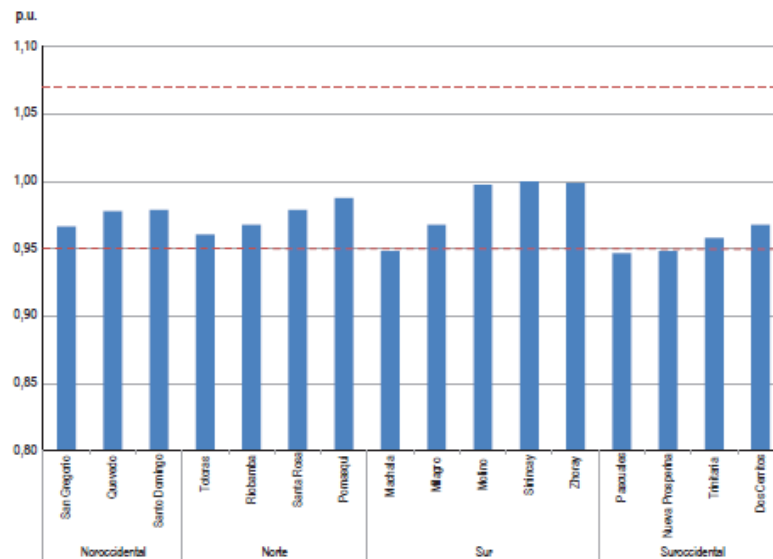
Para mantener el sistema estable y confiable, se han establecido parámetros y valores máximos y mínimos en los que se deben encontrar los niveles de voltaje en alta tensión (refiérase a la tabla 1.19), estos valores se establecen con la regulación emitida por el CONELEC 04/02 “Transacciones de Potencia Reactiva en el MEM”, mencionados niveles se encuentran entre +7% / -5% para el anillo troncal de 230 KV.

230 kv		138 kv		69 kv	
Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo	Límite mínimo	Límite máximo
0.95 p.u.	1.07 p.u.	0.93 p.u.	1.05 p.u.	0.97 p.u.	1.03 p.u.
218.5 kv	246.1 kv	128.3 kv	144.9 kv	66.9 kv	71.1 kv

**Tabla N° 1.19 Perfiles de voltajes máximos y mínimos aceptables**

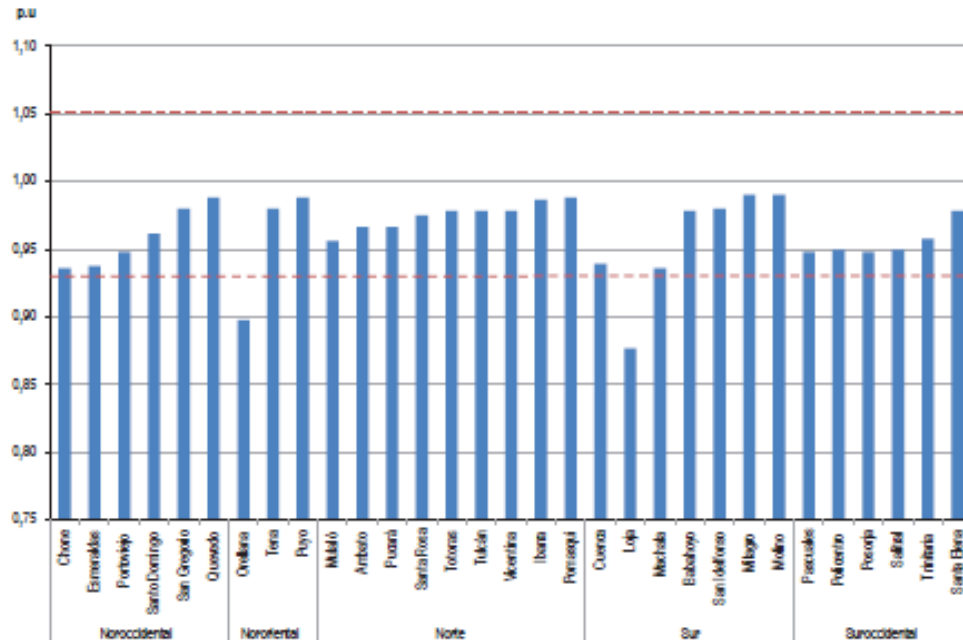
**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2012 – 2021

Las gráficas 1.4 y 1.5, nos indican los niveles de voltaje en por unidad en los que se encuentran las barras de 230 KV y 138 KV, estos valores son valores promedio.



**Gráfico N° 1.11 Perfil de voltaje a 230 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022



**Gráfico N° 1.12 Perfil de voltaje a 138 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

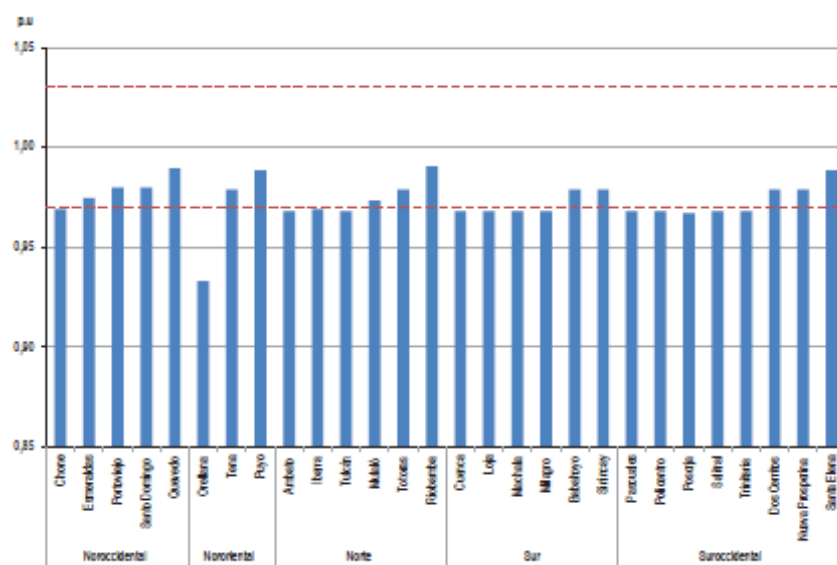
De las gráficas mostradas, podemos determinar que las barras que presentan valores fuera de los rangos admisibles son:

Las sub estaciones de Orellana y Loja que trabajan con voltajes de 138 KV, mientras que en las barras de 230 KV se mantienen dentro del rango mínimo.

Uno de los parámetros a tomar en cuenta del porque los valores de voltaje son inferiores a lo deseado, se presenta por:

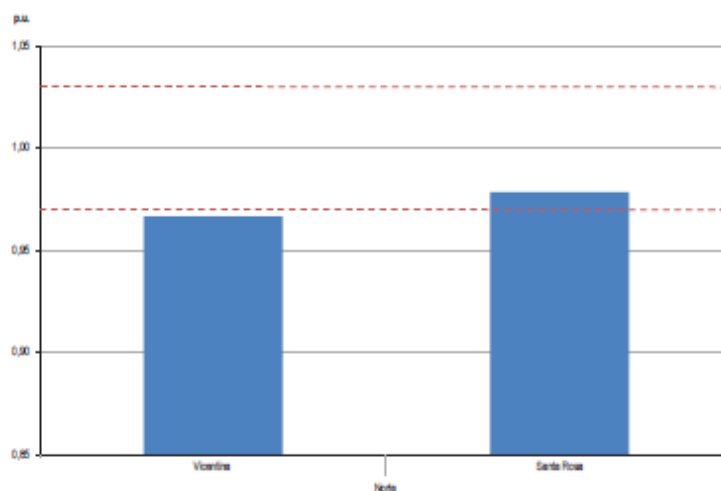
La indisponibilidad de las Centrales de Generación Catamayo y Termogas Machala. De la misma manera al tener alta hidrología en la cuenca Mazar – Paute obliga a evitar la generación termoeléctrica en la zona de Guayaquil, provocando bajos perfiles de voltaje en la subestaciones Pascuales y Trinitaria.[4]

Existen también problemas en las barras que manejan niveles de voltaje de 69 KV y 46 KV, tal como lo muestran las gráficas 1.13 y 1.14.



**Gráfico N° 1.13 Perfil de voltaje a 69 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022



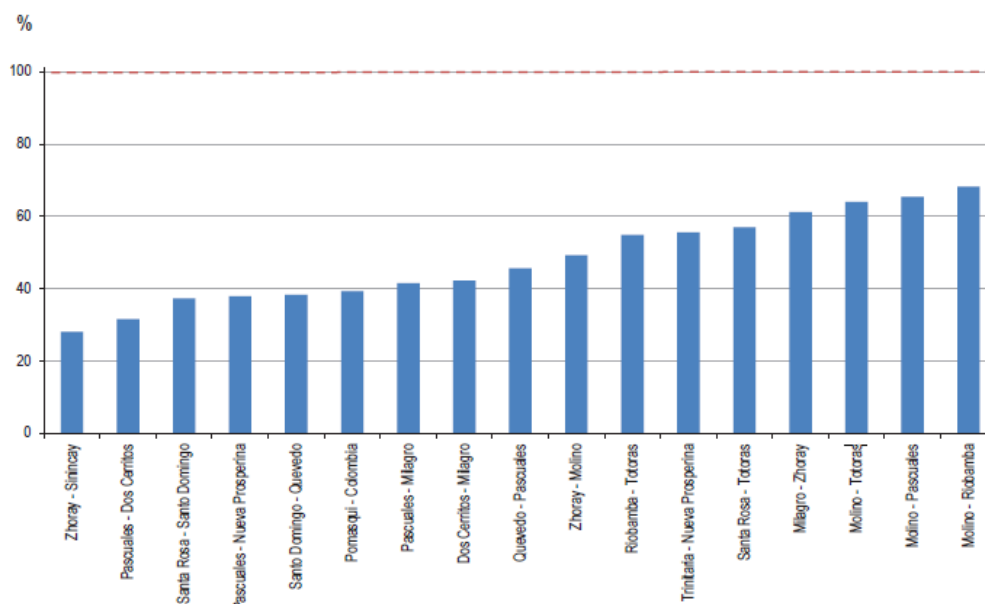
**Gráfico N° 1.14 Perfil de voltaje a 46 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Existen también problemas de cargabilidad en la líneas de transmisión y transformadores del SNI.

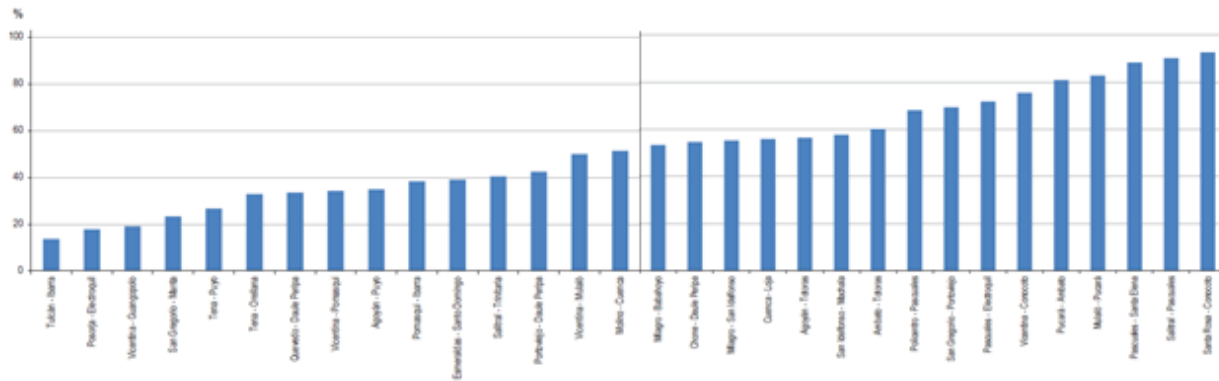
Las líneas de transmisión que trabajan con un voltaje de 230 KV se mantienen estables y por debajo del valor establecido que es el 80%. Pero algunas líneas que trabajan con 138 KV sobrepasan el máximo, esto se presenta en la líneas Ambato – Pucará y Pucará – Mulalo considerando que la central hidroeléctrica Pucará deje de trabajar, lo mismo sucede en las líneas Pascuales – Salitral cuando ingresa a trabajar a potencias elevadas las centrales de generación térmica en las zonas de Salitral y Trinitaria.[4]

Los gráficos 1.15 y 1.16, muestran los valores en porcentaje de las líneas de transmisión a 230 KV y 138 KV.



**Gráfico N° 1.15 Cargabilidad de las líneas a 230 kv**

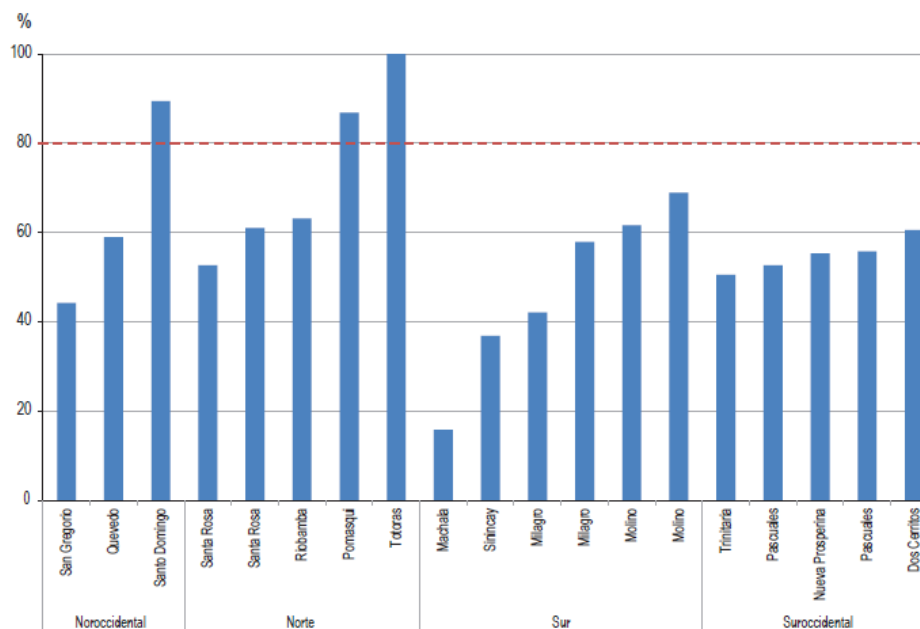
**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022



**Gráfico N° 1.16 Cargabilidad de las líneas a 138 kv**

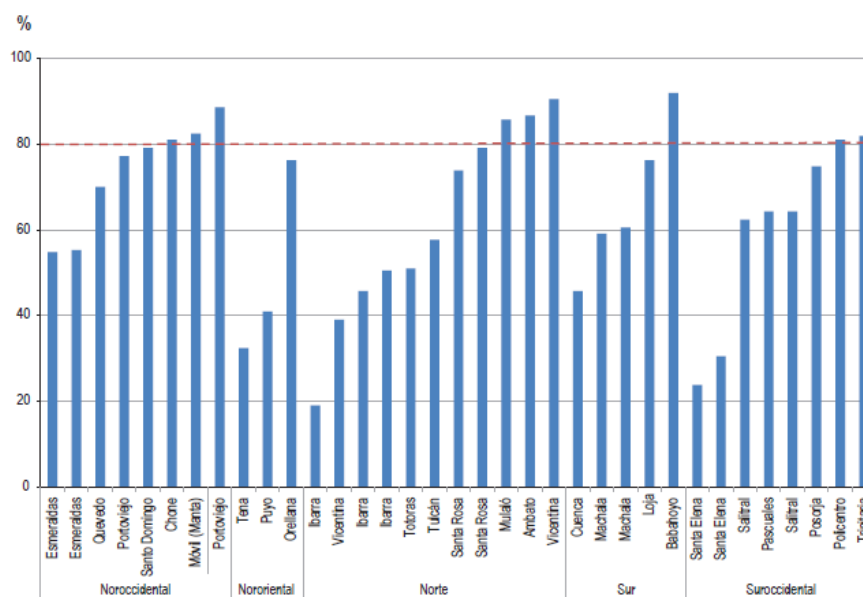
**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

Otros de los aspectos importantes a considerar en el funcionamiento del SNI es la cargabilidad de los transformadores, los mismos que se encuentran en niveles superiores al 80% y que se los detalla en las gráficas 1.17 y 1.18.



**Gráfico N° 1.17 Cargabilidad de transformadores 230 / 138 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022



**Gráfico N° 1.18 Cargabilidad de transformadores 138 / 69 kv**

**FUENTE:** CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022

El motivo principal por el cual se produce la sobrecarga en los transformadores, es el incremento en la demanda de energía en las zonas de influencia de los mismos.[4]

## CAPÍTULO II

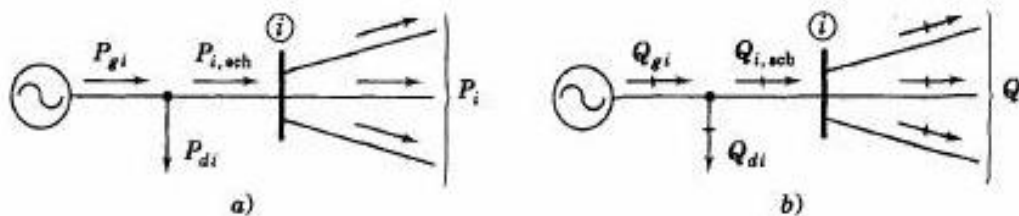
### ANÁLISIS DE FLUJOS DE POTENCIA

El presente capítulo se trata sobre la importancia del estudio de los flujos de potencia en un SEP, indica las barras existentes en un SEP y se realiza la formulación matemática para desarrollar la matriz de admitancias y solución de flujo de potencia hasta encontrar el balance de potencia deseado. El sub capítulo 2.4 trata sobre los transformadores regulantes, su función dentro del SEP y la formulación matemática para cambiar la matriz de admitancia del SEP.

#### 2.1 Introducción a los flujos de potencia

Los flujos de potencia, tienen como principal objetivo analizar y calcular la magnitud y ángulo de fase de los voltajes de estado estacionario en todas las barras de un sistema eléctrico de potencia, y en función de ello la potencia activa y reactiva en cada uno de los componentes del SEP.[5] Las variables de estado o variables dependientes de entrada para calcular un SEP son las magnitudes y ángulos de fase de los voltajes de barra ya que describen el estado del sistema de potencia.

Con los valores conocidos de las variables de estado, es posible determinar la potencia activa y reactiva para la barra de compensación y la potencia reactiva en las barras de voltaje controlado.



**Gráfico N° 2.1 Notación para potencias a) activa b) reactiva en una barra típica  $i$  para los estudios de flujos de potencia**

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 311.



Un sistema eléctrico de potencia, se encuentra conformado por tres tipos de barras, las mismas que se denominan:

a) **Barra de Carga (PQ):** La barra de carga, es aquella que no dispone de generación ( $P_{gi} = Q_{gi} = 0$ ) y en la que se conoce los valores de consumo potencia activa y reactiva del sistema ( $P_{di}$ ,  $Q_{di}$ ). Por lo general, solo se conoce la potencia activa, mientras que la potencia reactiva se la determina por el factor de potencia, el mismo que se establece en 0,85 o mayor.

En este tipo de barra, se puede determinar las siguientes restricciones:

$$P_{i \text{ prog}} = - P_{di} \quad 1$$

$$Q_{i \text{ prog}} = - Q_{di} \quad 2$$

Este tipo de barras son las más comunes en un sistema eléctrico de potencia, y se tiene como incógnitas el voltaje y ángulo de fase.

b) **Barra de voltaje controlado (PV):** La barra de voltaje controlada, es aquella en la que se puede mantener el voltaje constante, las barras a las que se conecta un generador se puede regular o ajustar la magnitud de voltaje mediante la excitación del generador y se puede controlar la generación de la potencia activa (MW) ajustando la fuente de energía mecánica. En base a estas consideraciones, es posible especificar la  $P_g$  y  $|V|$  de la barra en cuestión.

Donde:

$$P_{i \text{ prog}} = P_{ig} - P_{id} \quad 3$$

$$V_i = V_{i\text{prog}}$$

4

Quedando como incógnitas la potencia reactiva y el ángulo de fase.[6][7]

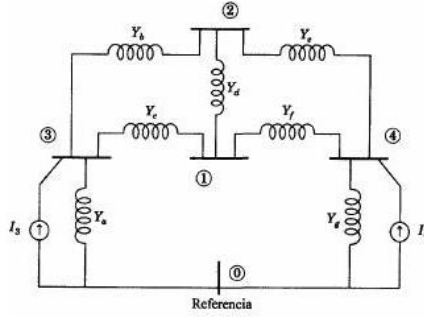
c) **Barra de compensación:** Las barras de compensación de un sistema eléctrico, es la que sirve de referencia para los ángulos de voltaje de las demás barras de potencia y permite realizar el cierre entre la potencia generada y la potencia demandada del sistema. Al igual que en la barra PV, el nivel de voltaje es predeterminado.

## 2.2 Modelamiento de admitancia

Un sistema eléctrico de potencia, se encuentra compuesto por varios elementos interconectados en red. Para lo cual es necesario formular ecuaciones que cumplan con la ley de corrientes de Kirchhoff.

La ley de Kirchhoff de corrientes establece que; la suma de corrientes que ingresan a un nodo es igual a la suma de corrientes que salen de un nodo. Los componentes del sistema de potencia, pueden ser representados como impedancias o admitancias equivalentes acompañadas por fuentes de voltaje o corriente respectivamente.

Sea el ejemplo de la gráfica 1.2, la misma que dispone de 5 barras o nodos representados por números, donde se dispone de 2 fuentes de corriente que se encuentran conectadas a las barras 3 y 4 y los demás elementos del sistema se representan como admitancias que pueden ser líneas de transmisión y que interconectan cada una de las barras podemos determinar con la ley de Kirchhoff las siguientes ecuaciones:



**Gráfico N° 2.2 Diagrama unifilar de un SEP**

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 311.

BARRA 1

$$(V1-V3)Yc + (V1-V2)Yd + (V1-V4)Yf = 0 \quad 5$$

BARRA 2

$$(V2-V3)Yb + (V2-V1)Yd + (V2-V4)Ye = 0 \quad 6$$

BARRA 3

$$(V3Ya) + (V3-V2)Yb + (V3-V1)Yc = I3 \quad 7$$

BARRA 4

$$(V4Yg) + (V4-V2)Ye + (V4-V1)Yf = I4 \quad 8$$

Determinadas las ecuaciones formulamos una matriz que para el circuito de estudio quedaría determinada por:

Y barra =

$$\begin{bmatrix} Yc+Yd+Yf & -Yd & -Yc & -Yf \\ -Yd & Yb+Yd+Ye & -Yb & -Ye \\ -Yc & -Yb & Ya+Yb+Yc & 0 \\ -Yf & -Ye & 0 & Yg+Ye+Yf \end{bmatrix}$$

A la cual denominaremos matriz de admitancias de barra.

En general, una matriz de cuatro ecuaciones independientes se las puede notar como:

$$\begin{bmatrix} Y_{11} & Y_{12} & Y_{13} & Y_{14} \\ Y_{21} & Y_{22} & Y_{23} & Y_{24} \\ Y_{31} & Y_{32} & Y_{33} & Y_{34} \\ Y_{41} & Y_{42} & Y_{43} & Y_{44} \end{bmatrix}$$

Donde;

El primer subíndice es el nodo que expresa la corriente, mientras que el segundo índice es del voltaje que causa la corriente. De acuerdo a las reglas para formar la  $Y_{\text{barra}}$  podemos decir que:

- Los elementos de la diagonal  $Y_{11}$  es la suma de las admitancias que están conectadas al nodo 1, y se las conoce como admitancia propia de los nodos.
- Los elementos fuera de la diagonal  $Y_{12}$  son iguales al negativo de la admitancia total conectada entre los nodos 1 y 2, denominadas admitancias mutuas de los nodos.[8]

### 2.3 Solución de flujos de potencia

Como se indicó anteriormente, el flujo de potencia nos ayuda a determinar la magnitud y ángulo de fase de los voltajes de cada barra que conforma un SEP y en función de ello la potencia activa y reactiva en cada uno de los componentes del sistema.

Para solucionar un flujo de potencia, se puede usar las admitancias propias y mutuas de la que forman la matriz de admitancia de barra o las impedancias de punto de operación y transferencia que constituyen la matriz de impedancias. El inicio del cálculo del flujo de

potencia en un SEP es el diagrama unifilar propio del sistema, donde las líneas de transmisión se representan por su equivalente  $\Pi$  y es necesario incluir la impedancia serie  $Z$  y la admitancia total de carga de la línea  $Y$ , con esto se determina los elementos de la matriz de admitancia de barra de  $N \times N$  en la que un típico elemento  $Y_{ij}$  tiene la forma:

$$Y_{ij} = |Y_{ij}| \angle \theta_{ij} = |Y_{ij}| \cos \theta_{ij} + j |Y_{ij}| \sin \theta_{ij} = G_{ij} + jB_{ij} \quad 9$$

Es necesario conocer también, la potencia nominal de los transformadores, capacitores en derivación y taps de transformadores que pueden ser usados. Además de establecer voltajes de barra e inyecciones de potencia.

El voltaje en una barra típica  $i$  se encuentra en coordenadas polares notada por:

$$V_i = |V_i| \angle \delta_i = |V_i| \cos \delta_i + j |V_i| \sin \delta_i \quad 10$$

La corriente que se inyecta a la red a través de la barra  $i$  en términos de  $Y_{\text{barra}}$  está dada por:

$$I_i = \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad 11$$

Donde:

$V$ : es el vector de los voltajes nodales

$I$ : el vector de la corriente inyectada en cada uno de los nodos

$Y$ : la matriz de admitancias  $N \times N$  [7][9]

Si, la potencia real y reactiva que entran en una barra son  $P_i$  y  $Q_i$ , podemos decir que el complejo conjugado de la potencia que se inyecta en una barra es:

$$P_i - jQ_i = V_i^* \sum_{n=1}^N Y_{in} V_n \quad 12$$

Al sustituir las ecuaciones 9 y 10 en 12 tenemos:

$$P_i - jQ_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \angle \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad 13$$

Y que al expandir e igualar la parte real y reactiva tenemos:

$$P_i = \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \cos \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad 14$$

$$Q_i = - \sum_{n=1}^N |Y_{in} V_i V_n| \sin \theta_{in} + \delta_n - \delta_i \quad 15$$

Las ecuaciones 14 y 15 son valores calculados que entran al sistema de potencia por la barra i. Si decimos que  $P_{gi}$  es la potencia programada generada en la barra i y  $P_{di}$  es la potencia demandada en esa barra, determinamos que  $P_{iprog} = P_{gi} - P_{di}$  la misma que será la potencia programada total que se inyecta en la red por la barra i.

Para determinar el error de la  $P_i$  inyectada al sistema establecemos la siguiente ecuación:

$$\Delta P_i = P_{iprog} - P_{icalc} = (P_{gi} - P_{di}) - P_{ical} \quad 16$$

Mientras que para el error en la potencia reactiva  $Q_i$  que se inyecta al sistema tenemos:

$$\Delta Q_i = Q_{i\text{prog}} - Q_{i\text{calc}} = (Q_{gi} - Q_{di}) - Q_{ical} \quad 17$$

Estos errores se presentan al verificar los resultados del desarrollo del flujo de potencia, donde se comprueba que los valores calculados de las ecuaciones 14 y 15 no son iguales a los valores programados.

En caso de que los valores calculados tanto  $P_i$  como  $Q_i$  igualen a los valores programados de  $P_{i\text{prog}}$  y  $Q_{i\text{prog}}$ , podemos establecer ecuaciones de balance de potencia, determinadas por las ecuaciones 18 y 19.

$$g_i' = P_i - P_{i\text{prog}} = P_i - (P_{gi} - P_{di}) = 0 \quad 18$$

$$g_i'' = Q_i - Q_{i\text{prog}} = Q_i - (Q_{gi} - Q_{di}) = 0 \quad 19$$

La solución de los flujos de potencia, consiste en obtener un resultado para las ecuaciones 14 y 15 donde los valores de voltaje de barra son desconocidos y logren que se satisfagan numéricamente las ecuaciones 18 y 19 en cada barra. [7]

## **2.4 Transformadores regulantes**

### **2.4.1 Introducción a los transformadores**

El transformador es una máquina eléctrica cuyo objetivo es la de transferir potencia desde el lado primario hacia el secundario mediante la inducción electromagnética. Los transformadores de potencia pueden ser transformadores de elevación o reducción.

Los transformadores en el sistema eléctrico de potencia son los enlaces entre los generadores y las líneas de transmisión, así como, las líneas de transmisión y las cargas. Los transformadores que se conectan entre las generadoras y las líneas de transmisión se encargan de elevar el nivel de voltaje generado a niveles de voltaje estandarizados que son: 46 - 69 KV para sub transmisión y 138 – 230 KV para transmisión.

De la misma manera, los transformadores reductores reciben los voltajes de transmisión y los baja de 138 – 230 KV a niveles de 46 – 69 KV en las subestaciones de sub transmisión y por medio de líneas de sub transmisión se las lleva hacia subestaciones de distribución que bajan los niveles de voltaje a 22,8 KV, 13,8 KV y 6,3 KV, de aquí por medio de las líneas eléctricas de distribución, se lleva la energía eléctrica para reducir los niveles de voltaje hasta 240 – 120 V, 208 – 120 V.



En la tabla 2.1, se detalla mediante la norma ANSI, los voltajes estandarizados a 60 HZ.

VOLTAGE CLASS	Nominal System Voltage			Nominal Utilization Voltage (Note h)	Voltage Range A (Note b)				Voltage Range B (Note b)		
	(Note a)				Maximum	Minimum		Maximum	Minimum		
	2-wire	3-wire	4-wire		2-wire 3-wire 4-wire	Utilization and Service Voltage (Note c)	Service Voltage	Utilization Voltage	Utilization and Service Voltage	Service Voltage	Utilization Voltage
Low Voltage (Note 1)	120			115	126	114	110	127	110	106	
		120/240		115/230	126/252	114/228	110/220	127/254	110/220	106/212	
						Three-Phase Systems					
			208Y/120 (Note d) 240/120	200	218Y/126	197Y/114	191Y/110	220Y/127	191Y/110 (Note 2) 220/110	184Y/106 (Note 2) 212/106	
		240	480Y/277	230/115 230 460Y/266 460 575	252/126 252 504Y/291 504 630 (Note e)	228/114 228 456Y/263 440Y/254 508 550	220/110 220 440Y/254 440 550	254/127 254 508Y/293 508 635 (Note e)	220/110 220 440Y/254 440 550	212/106 212 424Y/245 424 530	
Medium Voltage	2400				2520	2340	2160	2540	2280	2080	
		4160	4160Y/2400		4370/2520	4050Y/2340	3740Y/2160	4400Y/2540	3950Y/2280	3600Y/2080	
	4160				4370	4050	3740	4400	3950	3600	
	4800				5040	4680	4320	5080	4560	4160	
	6900				7240	6730	6210	7260	6560	5940	
			8320Y/4800 12000Y/6930 12470Y/7200 13200Y/7620 13800Y/7970		8730Y/5040 12600Y/7270 13090Y/7560 13860Y/8000 14490Y/8370	8110Y/4680 11700Y/6760 12160Y/7020 12870Y/7430 13460Y/7770	(Note f) 12420	8800Y/5080 12700Y/7330 13200Y/7620 13970Y/8070 14520Y/8380	7900Y/4560 11400Y/6580 11850Y/6840 12504Y/7240 13110Y/7570	(Note f) 11880	
	13800				14490	13460		14520	13110		
			20780Y/12000 22860Y/13200		21820Y/12800 24000Y/13860	20260Y/11700 22260Y/12870		22000Y/12700 24200Y/13970	19740Y/11400 21720Y/12540	(Note f)	
	23000				24150	22430	(Note f)	24340	21850		
	34500				26190Y/15120 36230Y/20920 36230	24320Y/14040 33640Y/19420 33640		26400Y/15240 36510Y/21080 36510	23690Y/13680 32780Y/18930 32780		
				Maximum Voltage (Note g) 48300	NOTE 1—Minimum utilization voltages for 120-600 volt circuits not supplying lighting loads are as follows: Nominal System Voltage      Range A      Range B 120      108      104 120/240      108/216      104/208 * 208Y/120      187Y/108      180Y/104 240/120      216/108      208/104 240      216      208 480Y/277      432Y/249      416Y/240 480      432      416 600      540      520 * - (Note 2)		NOTE 2—Many 220-volt motors were applied on the assumption that the utilization voltage would be less than 187 volts. Caution should be exercised in applying the Range B minimum voltages of table 1 and note (1) to existing 208-volt systems supplying such motors.				
High Voltage					72000						
					121000						
					145000						
Extra-High Voltage					169000						
					242000						
					345000						
					400000						
					500000						
Ultra-High Voltage					800000						
					1200000						
					1200000						

Tabla N° 2.1 Sistema nominal de voltajes estandarizados 60 HZ ANSI C84.1

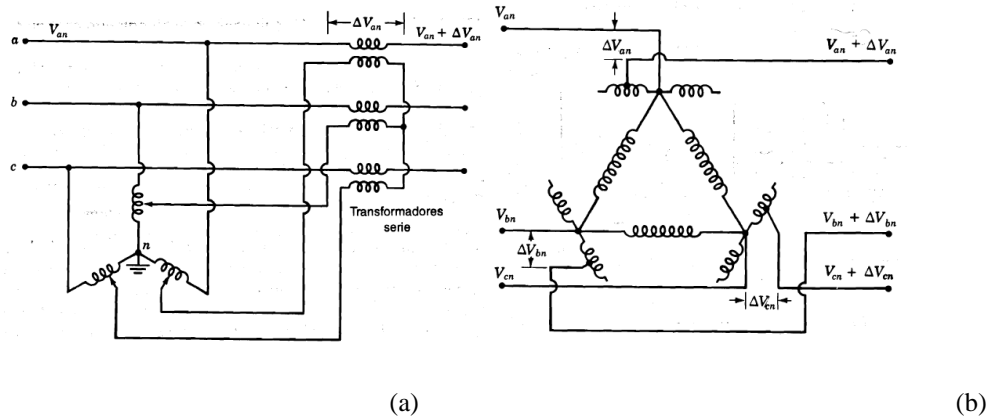
FUENTE: American National Standard for Electric Power Systems and Equipment— Voltage Ratings (60 Hertz), ANSI C84.1-2006

### **2.4.2 Transformadores con cambio de derivación o taps**

Los transformadores con cambio de derivación o TAPS en los sistemas eléctricos de potencia, brindan la facilidad de controlar el voltaje en las barras a las que están conectados eléctricamente, esto se lo consigue por medio de pequeñas variaciones en la magnitud del voltaje para controlar la potencia reactiva del sistema. Generalmente los cambios de derivación o TAP se encuentran en rangos de  $\pm 10\%$ . Existen también transformadores que controlan el ángulo de fase del voltaje, esto se lo realiza para controlar el flujo de potencia activa en el sistema.

Los transformadores con derivaciones en los devanados son usados para ajustar la relación de transformación y por ende el voltaje en el lado primario o secundario, esto dependerá del lado en el que se haya ajustado. Existen transformadores en los que se puede cambiar el TAP tanto el lado primario como el secundario del transformador y esto dependerá de las condiciones del sistema de transmisión.

Los cambios de derivación se los puede realizar cuando se encuentran desenergizados (sin carga) o en caliente, es decir, que se encuentran con carga y por cuestiones de confiabilidad en el servicio no se los puede desconectar, a estos transformadores se los conoce como transformadores de cambio de derivación con carga (TCC) o transformadores cambiadores de derivación bajo carga (TCBC). Es decir el cambio de derivación es automático y se lo realiza por medio de motores que responden a un conjunto de relevadores que varían el voltaje a un nivel predeterminado.

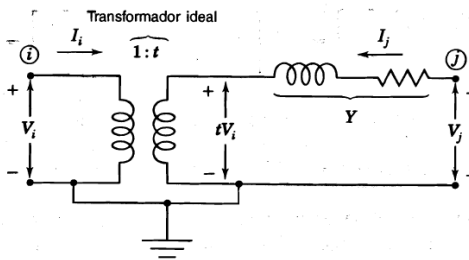


**Gráfico N° 2.3 Transformadores regulantes a) control de magnitud de voltaje b) control de ángulo de fase**

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 71.

### 2.4.3 Modelamiento de admitancia para transformadores regulantes

En el gráfico 2.4, se representa el diagrama unifilar monofásico de las reactancias en por unidad del transformador regulante, donde la admitancia  $Y$  en por unidad es el recíproco de la impedancia en por unidad del transformador que tiene la relación de transformación  $1:t$ . La admitancia  $Y$  se ubica sobre el lado más cercano al nodo de recepción en este caso el nodo  $j$  y el cual realizará el cambio de derivaciones. El gráfico 22, también nos muestra las corrientes de los nodos  $i$  y  $j$  así como los voltajes respecto al nodo de referencia, con estos datos podemos determinar las expresiones complejas para la potencia dentro del transformador ideal desde las barras  $i$  y  $j$ :



**Gráfico N° 2.4 Diagrama detallado de reactancias en por unidad para el transformador con relación de vueltas  $1/t$**

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 339.

$$S_i = V_i I_i^* \quad 20$$

$$S_j = t V_i I_j^* \quad 21$$

Debido a que hemos supuesto que el transformador es un transformador ideal, decimos que la potencia que ingresa es igual a la potencia que sale, obteniendo:

$$I_i = -t^* I_j \quad 22$$

Mientras que la  $I_j$  se expresa:

$$I_j = (V_j - t V_i) Y = -t Y V_i + Y V_j \quad 23$$

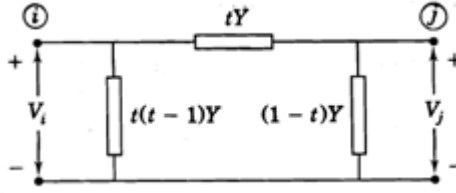
Si multiplicamos por  $-t^*$  y sustituimos  $I_i$  por  $-t^* I_j$  tenemos:

$$I_i = t t^* Y V_i - t^* Y V_j \quad 24$$

Arreglando las ecuaciones 23 y 24 en forma de Ybarra tenemos:

$$\begin{pmatrix} |t|^2 Y & -t^* Y \\ -t Y & Y \end{pmatrix} \begin{pmatrix} V_i \\ V_j \end{pmatrix} = \begin{pmatrix} I_i \\ I_j \end{pmatrix} \quad 25$$

El circuito equivalente  $\Pi$  (gráfico 2.5) correspondientes a esos valores de admitancia es posible encontrar solo si  $t$  es real porque  $Y_{ij} = Y_{ji}$ . De lo contrario, la matriz de coeficientes de la ecuación 25 y la  $Y_{\text{barra}}$  total del sistema no son simétricas.



**Gráfico N° 2.5 Circuito equivalente II del transformador regulante**

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 340.

El vector de las variables de estado depende de cómo sea considerada la barra a regular para lo cual se disponen de 2 alternativas:

- La derivación  $t$  se puede considerar como un parámetro independiente con un valor especificado antes de que empiece la solución de los flujos de potencia. Por ende, la barra de recepción o secundario del transformador se la trata como una barra de carga con un ángulo  $\delta$  y una magnitud de voltaje  $|V|$  a ser determinado.
- La magnitud de voltaje en la barra de carga puede ser previamente especificada. Entonces la derivación  $t$  reemplaza a la  $|V|$  como variable de estado que tiene que determinarse junto con el ángulo  $\delta$  en la barra de voltaje controlado. [10][11]

## **CAPÍTULO III**

### **DESARROLLO DE PROGRAMA EN MATLAB**

El capítulo 3 está comprendido por una pequeña introducción a las bondades que presenta el software MATLAB y en función de ello el desarrollo del programa para calcular el flujo de potencia de un SEP de estudio, de la misma manera se indicará de manera detallada la adquisición de datos de los voltajes de barra, y la topología propia del sistema. Una vez establecido los datos de entrada y el voltaje de regulación, el programa correrá flujos de potencia inicial, determinación optima del TAP y el flujo de potencia final con el cambio del TAP.

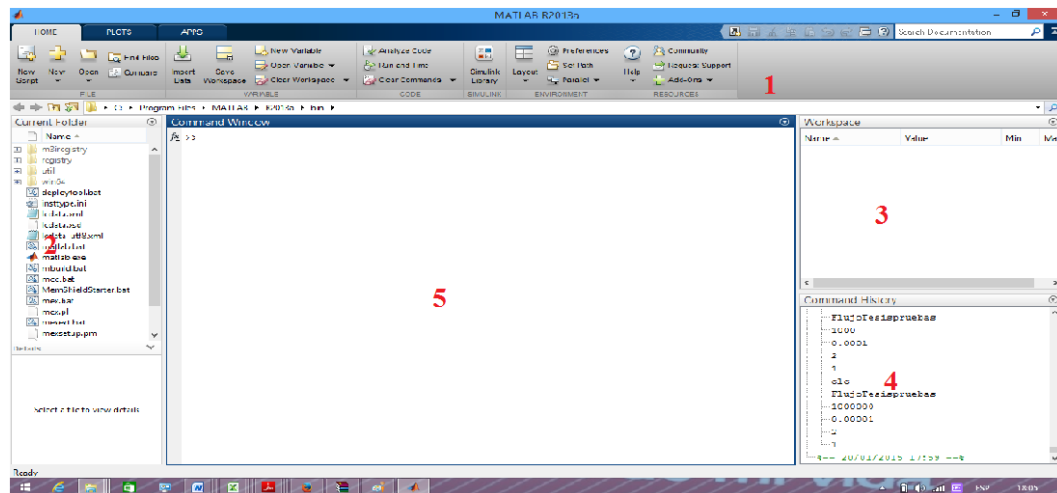
#### **3.1 Introducción al ambiente MATLAB**

Matlab, es un software computacional creado en los años 70 por Cleve Moler con el objetivo de ayudar a resolver cálculos científicos, con el pasar de los años y las aportaciones de los usuarios se ha convertido en una herramienta útil en aplicaciones de:

- Álgebra lineal numérica
- Procesamiento de señales
- Diseño de sistemas de control
- Salidas gráficas
- Estadística
- Simulación de sistemas dinámicos

MATLAB es una abreviatura de Matrix Laboratory.

Para iniciar con los cálculos que se necesiten desarrollar, es necesario conocer las diferentes partes de la ventana principal, las mismas que se presentan en la siguiente gráfica:



**Gráfico N° 3.1 Pantalla de aplicación MATLAB**

**FUENTE:** Propia

El detalle de las diferentes partes de la ventana es:

1. Barra de herramientas
2. Ventana del directorio actual o ubicación del programa o archivo.m
3. Navegador del workspace
4. Ventana de historial de comandos
5. Ventana de comandos

Para desarrollar el problema y encontrar la solución, el usuario dispone de 2 opciones de programación, para lo cual se utilizará la ventana de comandos, o ingresando todos los comandos en un archivo externo al que se le denomina archivo.m.

En el desarrollo del programa para determinar los TAPS de los transformadores regulantes y en función de ello controlar el perfil de voltaje de las barras de carga PQ, se utilizará ingreso de datos en matlab, estructuración de matrices, determinación de variables, determinación de vectores, cálculos de números complejos, estructuras condicionales, método iterativo Jacobiano, estructuras de repetición y se presentaran los datos en forma

gráfica, las que harán referencia a los voltajes de las barras antes y después de la variación del TAP en los transformadores regulantes.

### 3.2 Caso de estudio SEP 5 barras

Como caso de estudio base, se utilizara un SEP de 5 barras desarrollado en el capítulo 9 del libro “Análisis de Sistemas de Potencia” de Jhon Grainger y William Stevenson.

Para el desarrollo del programa, es necesario conocer ciertas características del sistema a estudiar, por lo tanto se elabora una tabla con el número y tipo de barras, el voltaje en cada una de ellas, la potencia de generación y de carga en cada una de ellas. A esta tabla la llamaremos BUS y será ingresada en un archivo Excel.

TIPO DE BARRA	N Barra	V (pu)	$\delta$ (grados)	$\delta$ (rad)	Pgen (pu)	Qgen(pu)	Pload(pu)	Qload(pu)
SL	1	1	0	0,0	0	0	0,5	0,3099
PQ	2	1	0	0,0	0	0	1,7	1,0535
PQ	3	1	0	0,0	0	0	0	0
PV	4	1,02	0	0,0	3,18	0	0,8	0,4958
PQ	5	1	0	0,0	0	0	2	1,2394

**Tabla N° 3.1** Datos de barras del SEP

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 318, 341-342.

Es importante también ingresar en una tabla los valores característicos de las líneas de transmisión e indicar las barras que interconectan. De la misma manera, se establece las barras entre las cuales se encuentra el transformador regulante y se define el porcentaje en el que cambiará el voltaje respecto al valor nominal.



Nodo Envío	Nodo Recepción	R (pu)	X(pu)	Bc/2 (pu)	% En Cada Paso
1	2	0,01008	0,0504	0,05125	0
1	3	0,0074	0,0372	0,03875	0
2	4	0,0074	0,0372	0,03875	0
3	4	0,01272	0,0636	0,06375	0
3	5	0	0,02	0	2,5

**Tabla N° 3.2** Datos de las líneas y transformadores del SEP

**FUENTE:** Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 318, 341-342.

En este caso tenemos 3 barras de carga PQ, 1 barra de voltaje controlado PV y una barra Slack o compensación.

### 3.2.1 Ingreso de datos en matlab

Para iniciar el programa creamos un archivo .m el cual lo denominaremos Flujotesisfinal.m, en este se realizará la programación de todos los datos.

Antes de ingresar la programación limpiamos todas las variables con **clear all** y establecemos que los resultados sean entregados con pocos decimales con el comando **format short**.

```
clear all
format short
clc
```

Luego de ello limpiamos la pantalla con **clc** e imprimimos el título del programa con **fprintf(' ')**.

```
fprintf ('PROGRAMA PARA DETERMINACIÓN ÓPTIMA DEL TAP EN
TRANSFORMADORES REGULANTES\n\n')
```

Posterior a ello, establecemos variables en el que se ingresará el número de iteraciones máximas que el programa desarrollará así como la tolerancia que deseamos encontrar en los resultados.

```
Itmx=input(' Ingrese No Iteraciones máx:');  
tole=input(' Ingrese tolerancia:');
```

Mediante un lazo **while**, ponemos una restricción al programa en el que la tolerancia a ser ingresada sea mayor a 0.1 y el número de iteraciones sea igual o mayor a 1. En el caso de que los valores ingresados sean menores, desplegará un mensaje indicando que los datos ingresados son erróneos y permitirá al usuario volver a ingresar valores de tolerancia y número de iteraciones.

```
while tole>=0.1||Itmx<1  
  
fprintf('Tolerancia debe ser menor a 0.1 e iteraciones  
máximas mayor a 1\n');  
  
Itmx=input(' Ingrese No Iteraciones máx:');  
tole=input(' Ingrese tolerancia:');  
  
end
```

El usuario tendrá la opción de elegir 2 métodos de resolución, para lo cual está desarrollado el programa.

```
fprintf('          Escoja El Método A Usar\n          1.Barras a  
regular y regulación completa \n          2.Regulación manual \n');
```

```
seleccion=input('Opción:');
```

Una vez determinado el procedimiento de resolución automático o manual, el programa mediante un condicional **IF** establece el camino a seguir.

```
if seleccion==2  
seleccion=1;  
opcion=1;  
else  
seleccion=0;  
opcion=2;  
VFIN=input('Ingrese voltaje mínimo que desea obtener en las  
barras:');  
end
```

Si la selección es igual a 2, el usuario antes de que corra el programa, deberá determinar en el archivo Excel, hoja de topología los transformadores regulantes, así como el nivel de voltaje en la barra de carga que quiere regular.

Caso contrario, el programa solicitará que se ingrese el voltaje que se desea en las establecer en las barras a regular y determinará automáticamente el flujo de potencia inicial, determinará el TAP para mejorar el voltaje en los nodos a regular y calculará nuevamente el flujo de potencia determinando los nuevos valores de voltaje en las barras de carga.

```
while seleccion<2 %(1)  
seleccion=seleccion+1;
```

```

if seleccion==1||opcion==1

    TOP=xlsread('PRUEBA1.xlsx','Topología','B15:O19');

    BUS=xlsread('PRUEBA1.xlsx','Barras','C11:M15');

end

RVOL=xlsread('PRUEBA1.xlsx','Barras','B6:B7');

```

### 3.3 Modelación de flujos de potencia en MATLAB

Para el desarrollo del programa y del flujo de potencia en el caso de estudio u cualquier sistema de potencia que se desee estudiar, utilizaremos el Método numérico de NEWTON RAPHSON, el mismo que consiste en un algoritmo que nos ayuda a encontrar las raíces de una ecuación y se lo utiliza para resolver sistemas de ecuaciones diferenciales e integrales no lineales.

Una de las maneras de desarrollar el método de Newton Raphson, es un enfoque intuitivo de aproximación basado en el desarrollo de Taylor. Podemos suponer que una función  $f$  es diferenciable 2 veces en el intervalo  $[a,b]$ . Sea  $x_n \in [a,b]$  una aproximación a  $\alpha$  tal que  $f'(x_n) \neq 0$  y  $|x_n - \alpha|$  es pequeño.

Desarrollando  $f(x)$  en un entorno de  $x_n$ , se tiene:

$$F(x) = F(x_n) + (x - x_n)F'(x_n) + \frac{1}{2} F''(\xi_n)(x-x_n)^2 \quad 26$$

Donde  $\xi_n$  esta entre  $x$  y  $x_n$ .

Como  $f(\alpha) = 0$ , particularizando para  $x = \alpha$

$$F(x) = F(x_n) + (x - x_n)F'(x_n) + \frac{1}{2} F''(\xi_n)(x - x_n)^2 \quad 27$$

Y

$$\alpha = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} - \frac{1}{2} \frac{f''(\xi_n)}{f'(x_n)} (\alpha - x_n) \quad 28$$

El método de Newton Raphson se deriva suponiendo que el término que contiene a  $(\alpha - x_n)^2$  es despreciable y que:

$$\alpha \approx x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad 29$$

Debe ser una mejor aproximación a  $\alpha$  que  $x_n$ . Esto ocasiona la elección de la función de iteración para construir la sucesión de aproximaciones

$$x_{n+1} = x_n - \frac{f(x_n)}{f'(x_n)} \quad n \geq 0 \quad 30$$

La derivación del método mencionado mediante la serie de Taylor resalta la importancia de una buena aproximación inicial. La suposición crucial es que el término que contiene  $(\alpha - x_n)^2$  puede ser eliminado. Ésta, claramente será una suposición falsa a menos que  $X_n$  sea una buena aproximación a  $\alpha$ . En particular, si  $x_0$  no está suficientemente cerca a la raíz, el método de Newton Raphson no puede converger a la raíz. [12]

Aplicando el método de Newton Raphson en los flujos de potencia, es necesario expresar los voltajes de barra y las admitancias de línea en forma polar, por ejemplo para un nodo  $m$  tenemos.

$$P_m - jQ_m = \sum_{n=1}^N |Y_{mn} V_m V_n| \angle \theta_{mn} + \delta_n - \delta_m \quad 31$$

Al separar en parte real e imaginaria la ecuación 31, tenemos:

$$P_m = \sum_{n=1}^N |Y_{mn} V_m V_n| \cos \theta_{mn} + \delta_n - \delta_m \quad 32$$

$$Q_m = - \sum_{n=1}^N |Y_{mn} V_m V_n| \sin \theta_{mn} + \delta_n - \delta_m \quad 33$$

Las incógnitas del problema, están en función de magnitudes de voltaje y ángulos de fase considerando que todos los nodos son tipo PQ o tipo carga, donde la potencia real y la potencia reactiva son conocidas. Para el nodo compensador se establece como referencia los valores de  $|V|$  y  $\delta = 0$ . Si se define como vectores los dos conjuntos de incógnitas.

$$\delta = \begin{bmatrix} \delta_1 \\ \delta_2 \\ \vdots \\ \delta_{n-1} \end{bmatrix} \quad 34$$

$$V = \begin{bmatrix} V_1 \\ V_2 \\ \vdots \\ V_{n-1} \end{bmatrix}$$

Al representar ambos vectores en un solo vector de incógnitas [x]

$$x = \begin{bmatrix} \delta \\ V \end{bmatrix} \quad 35$$

De esta forma se definen las funciones  $P_m(X)=P_m$  y  $Q_m(X) = Q_m$ . Las inyecciones de potencia especificada en los nodos de carga son cantidades conocidas y la comparación contra los valores calculados permite calcular las correcciones o ajustes a las variables  $|V|$  y  $\delta$ . En el método de Newton-Raphson es conveniente escribir las ecuaciones en la forma  $F(x) = 0$ , por lo tanto, si a  $P_m(x)$  y  $Q_m(x)$  se les resta  $P_m^{neta}$  y  $Q_m^{neta}$  en el lado izquierdo, dichas ecuaciones tendrán una forma conveniente para aplicar el método iterativo.

$$F_{P_m}(x) = P_m(x) - P_m^{neta} = 0 \quad m=1,2,3....n-1 \quad 36$$

$$F_{Q_m}(x) = Q_m(x) - Q_m^{neta} = 0 \quad m=1,2,3....n-1$$

Dentro del proceso iterativo los desajustes nodales (ecuación 11), se usan como criterio de convergencia del problema. En forma matricial se tiene:

$$\Delta P(x) = \begin{bmatrix} P1^{neta} - P1(x) \\ \vdots \\ Pn-1^{neta} - Pn-1(x) \end{bmatrix} \quad 37$$

$$\Delta Q(x) = \begin{bmatrix} Q1^{neta} - Q1(x) \\ \vdots \\ Qn-1^{neta} - Qn-1(x) \end{bmatrix} \quad 38$$

$$\Delta F(x) = \begin{bmatrix} \Delta P(x) \\ \Delta Q(x) \end{bmatrix} \quad 39$$

La relación entre el vector de incógnitas (ecuaciones 37 y 38) y el vector de funciones (ecuación 39) es la matriz de primeras derivadas parciales o Jacobiano. Esta matriz puede ser particionada de tal forma que cada elemento tenga una relación con variables específicas, por ejemplo ángulos nodales con potencia real y magnitudes de tensión con potencia reactiva. [13][10][15]

$$\begin{bmatrix} \frac{\partial P2}{\partial \delta 2} & \cdot & \frac{\partial P2}{\partial \delta n} & \cdot & V2 \frac{\partial P2}{\partial V2} & \cdot & Vn \frac{\partial P2}{\partial Vn} \\ \cdot & J11 & \cdot & \cdot & \cdot & J12 & \cdot \\ \frac{\partial Pn}{\partial \delta 2} & \cdot & \frac{\partial Pn}{\partial \delta n} & \cdot & V2 \frac{\partial Pn}{\partial V2} & \cdot & Vn \frac{\partial Pn}{\partial Vn} \\ \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot & \cdot \\ \frac{\partial Q2}{\partial \delta 2} & \cdot & \frac{\partial Q2}{\partial \delta n} & \cdot & V2 \frac{\partial Q2}{\partial V2} & \cdot & Vn \frac{\partial Q2}{\partial Vn} \\ \cdot & J21 & \cdot & \cdot & \cdot & J22 & \cdot \\ \frac{\partial Qn}{\partial \delta 2} & \cdot & \frac{\partial Qn}{\partial \delta n} & \cdot & V2 \frac{\partial Qn}{\partial V2} & \cdot & Vn \frac{\partial Qn}{\partial Vn} \end{bmatrix} \begin{bmatrix} \Delta \delta 2 \\ \cdot \\ \Delta \delta n \\ \cdot \\ \Delta V2 \\ \cdot \\ \Delta Vn \\ \cdot \end{bmatrix} = \begin{bmatrix} \Delta P2 \\ \cdot \\ \Delta Pn \\ \cdot \\ \Delta Q2 \\ \cdot \\ \Delta Qn \end{bmatrix}$$

### 3.3.1 Cálculo de Newthon Raphson en MATLAB

```

while NoIter<Itmx&TOL>tole

    NoIter=NoIter+1;

    if seleccion==1

        [YB,YBxc] = YBarra(nelt,TOP,nb,BUS);

    end

    if seleccion==2

        YB=[];

        YBxc=[];

        T1=[];

        [YB,YBxc,TOP,NB,nb,BUS,nelt,T1]=YBarra(nelt,TOP,nb,BUS);

    end

```



```

Ango=[BUS(:,5)];

Vo=[BUS(:,3)];

V=Vo.*(cos(Ango)+i*sin(Ango));

S=V.*conj(YB*V);

Pii=real(S);

Qii=imag(S);

switch seleccion

case 1

AngVo=[Ango;Vo];

AVfn=AngVo;

PVSL=sort([SL1;SL1+nb;PV+nb

AngVo(PVSL)

PQprog=[Pprog;Qprog];

PQi=[Pii;Qii];

dPQ=PQprog-PQi;

dPQ(PVSL)=[];

```

#### DETERMINACIÓN DEL JACOBIANO

```

J=[];

[J]=Jac(nb,BUS,YB);

Jfn=J;

J(PVSL,:)=[];

J(:,PVSL)=[];

```

#### DETERMINACIÓN DE NUEVOS VOLTAJES Y ANGULOS

```
dAngV=J^-1*Dpq
```

```
Ang=AngVo(1:nb-1)+dAngV(1:nb-1)
```

```
Vf=diag(AngVo(nb:length(dPQ)))*(1+dAngV(nb:length(dPQ)));
```

```
TOL=max(abs(dPQ));
```

```
case 2
```

```
PQ=find(BUS(:,2)==2);
```

```
J=[];
```

```
[J]=Jac(nb,BUS,YB);
```

VARIACIÓN DEL TAP

```
[dPQt]=VarTap(NET,BUS,Ne,Nr,T1,nb,ET,YB);
```

```
Vo(Nr)=T1(ET);
```

```
AngVo=[Ango;Vo];
```

```
PVSL=sort([SL1;SL1+nb;PV+nb]);
```

```
AngVo(PVSL)=[];
```

```
PQprog=[Pprog;Qprog];
```

```
PQi=[Pii;Qii];
```

```
dPQ=PQprog-PQi;
```

```
dPQ(PVSL)=[];
```

DETERMINACIÓN DEL TAP

```
J(:,Nr+nb)=dPQt;
```

```
J(PVSL,:)=[];
```

```

J(:,PVSL)=[ ];

dAngV=J^-1*dPQ;

Ang=AngVo(1:nb-1)+dAngV(1:nb-1);

Vf=diag(AngVo(nb:length(dPQ)))*(1+dAngV(nb:length(dPQ)));

T1(ET)=Vf(NO);

T1(EST)=[ ];

TOP([ET],9)=(T1'-1).*100.*(TOP(ET,8)).^-1;

PVPQ=sort([PQ;PV]);

PQ(NO)=[ ];

Vf(NO)=[ ];

TOL=max(abs(dAngV));

end

```

### 3.4 Presentación de resultados

Los resultados del programa desarrollado serán presentados en 2 partes, la una en la ventana de comandos y de manera gráfica se representarán los voltajes de las barras antes de la determinación del TAP y el nuevo voltaje una vez establecido el TAP del transformador en el cual se ubicará para mantener el voltaje dentro de los límites voltaje establecidos, los que comprenden entre 0.95 y 1.05 pu.

#### 3.4.1 Código de programación de resultados

Una vez que se ha corrido el programa y el mismo ha encontrado solución dentro del número de iteraciones establecido, así como la tolerancia de error establecida presentará los siguientes datos:

```

fprintf ('RESULTADOS OBTENIDOS DEL SISTEMA \n');

fprintf ('Nbarra  Codigo      V[pu]      Ang[deg]   Ang[rad]
Pgen[pu]      Qgen[pu]      Pload[pu]   Qload[pu]   Qshunt[pu]
Qserie[pu]\n');

BUS=BUS

fprintf ('PERDIDAS EN EL SISTEMA          \n');

fprintf('BusEnv   BusRecep   Ploss   Qloss   I\n');

Perd=[TOP(:,2),TOP(:,3),Ploss',Qloss',(conj(Iij))',abs((conj(
Iij)))')]

fprintf ('RESULTADOS TOTALES DE GENERACION, CARGA y
PERDIDAS \n');

fprintf(' Pgen   Qgen   Pload   Qload   Ploss   Qloss\n');
Result=[sum(BUS(:,6)),sum(BUS(:,7)),sum(BUS(:,8)),sum(BUS(:,9
)),sum(Perd(:,3)),sum(Perd(:,4)) ]

DETERMINACIÓN DE NODOS CON VOLTAJE FUERA DE RANGO

VREG=[PQ,BUS(PQ,3)];

HVOL=VREG(find(VREG(:,2)>RVOL(1)),1:2);

LVOL=VREG(find(VREG(:,2)<RVOL(2)),1:2);

HLVOL=[HVOL;LVOL];

[nbrg y]=size(HLVOL);

fprintf ('          BARRAS CON VOLTAJES FUERA DE LÍMITES DE
OPERACIÓN   [%.3f,%.3f]          \n',RVOL(2),RVOL(1));

fprintf('      Barra      Voltaje      Elemento      Regulante\n');

```

```
BVOL=DTAP
```

```
fprintf ('Tolerancia alcanzada:%.e\n',TOL);
```

```
fprintf ('No Iteraciones realizadas:%.0f\n\n',NoIter);
```

GRAFICO DE BARRAS PARA DETERMINACIÓN DE VOLTAJES

```
X=BUS(:,1);Y(:,1)=BUS(:,3);
```

```
Y(:,2)=BUS(:,3);clear Perd
```

```
bar(X,Y,'grouped');
```

```
title('Voltajes Iniciales');
```

### 3.4.2 Pantallazos de resultados

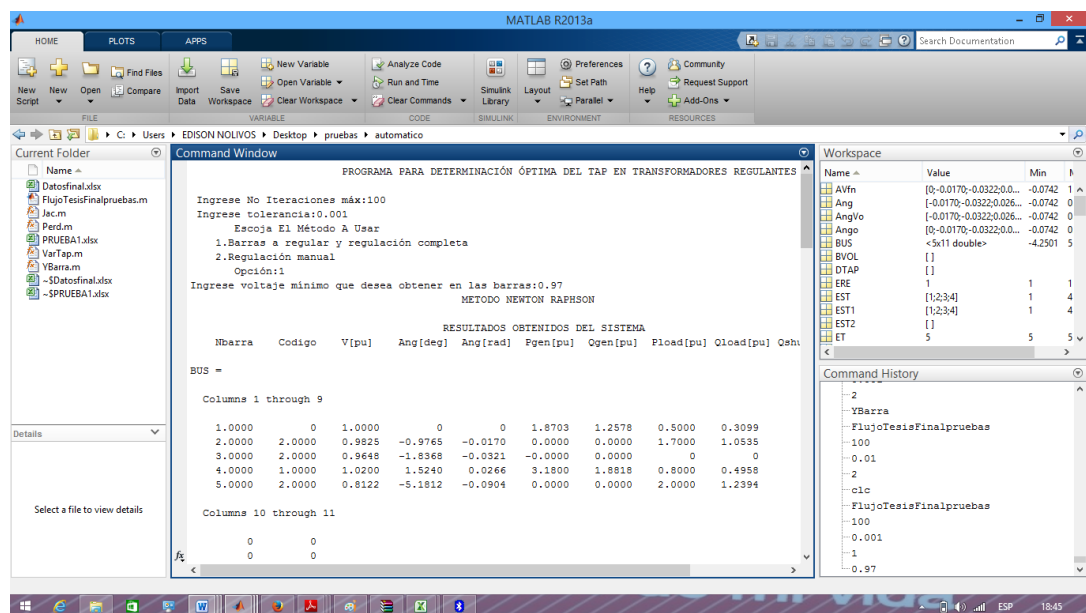


Gráfico N° 3.2 Pantalla de ingreso de datos y resultado de flujo de potencia inicial

FUENTE: Propia

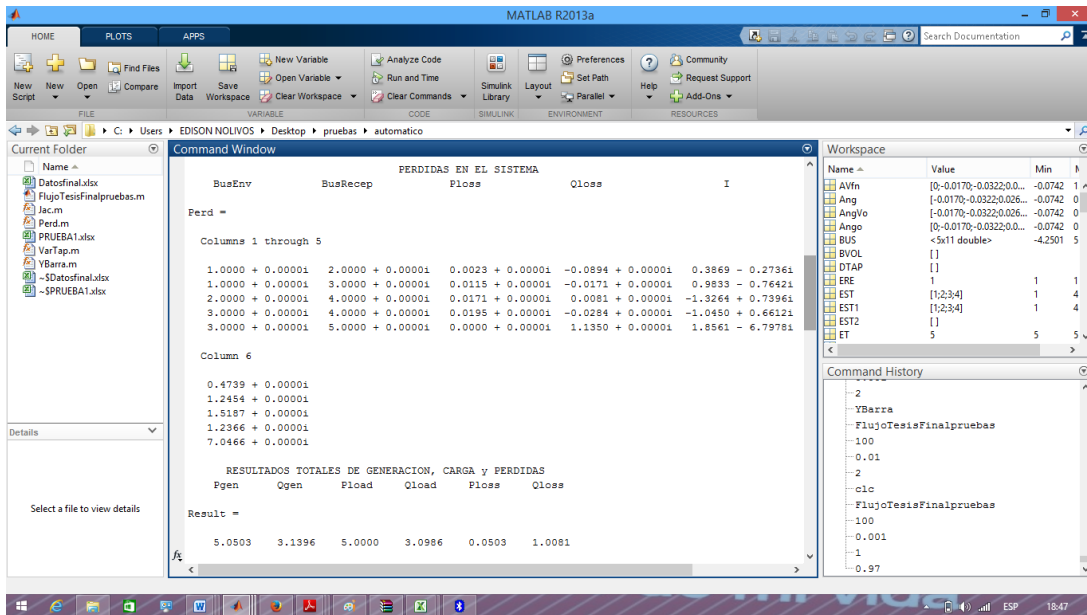


Gráfico N° 3.3 Pantalla de resultado de generación, carga y perdidas en el sistema de estudio

FUENTE: Propia

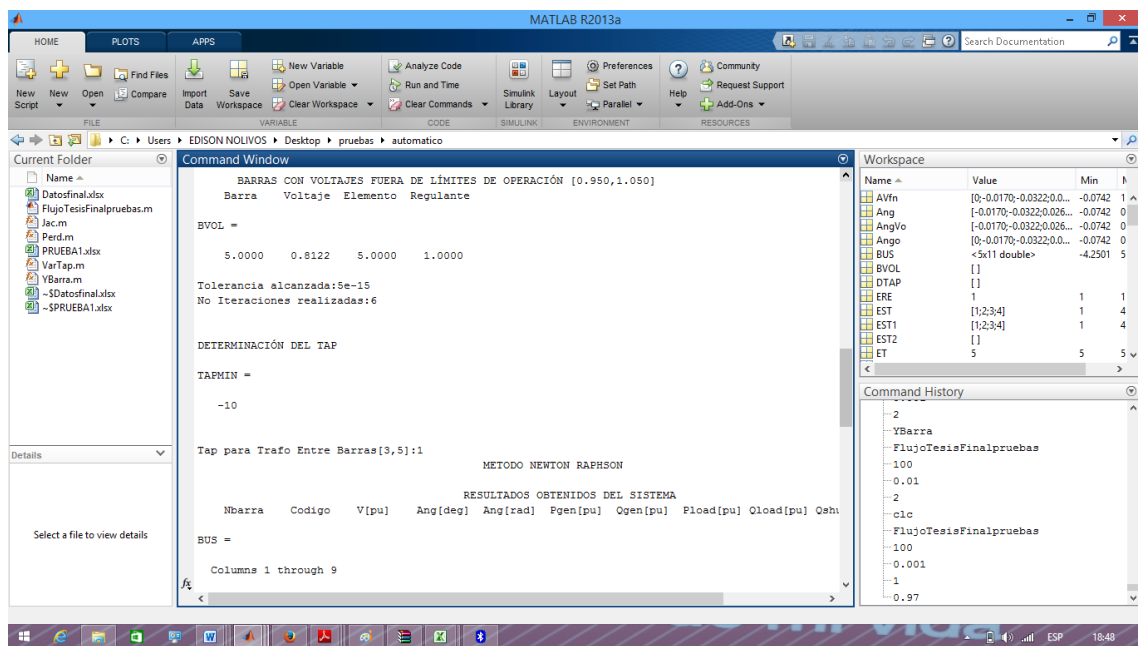


Gráfico N° 3.4 Pantalla de resultado de barras con bajo voltaje y optimización del TAP

FUENTE: Propia

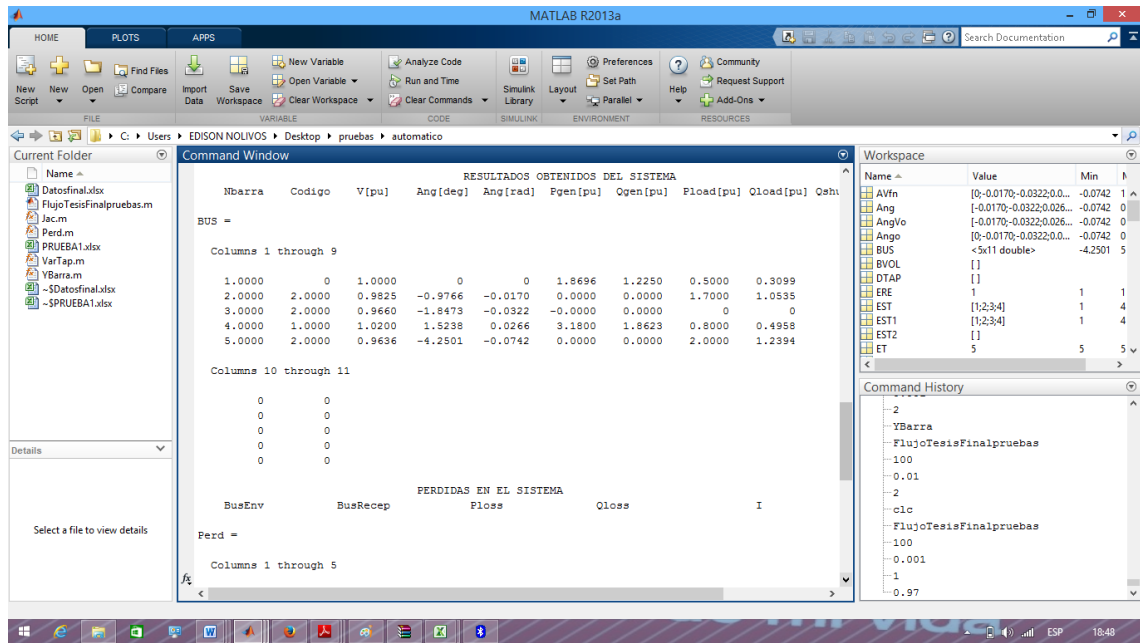


Gráfico N° 3.5 Pantalla de resultado de nuevo flujo de potencia con la variación del TAP

FUENTE: Propia

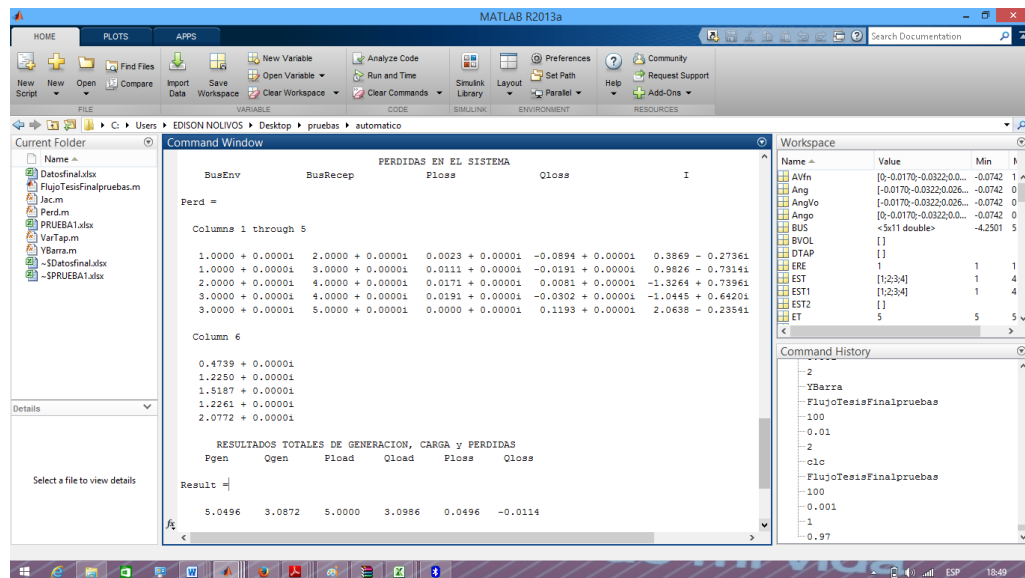
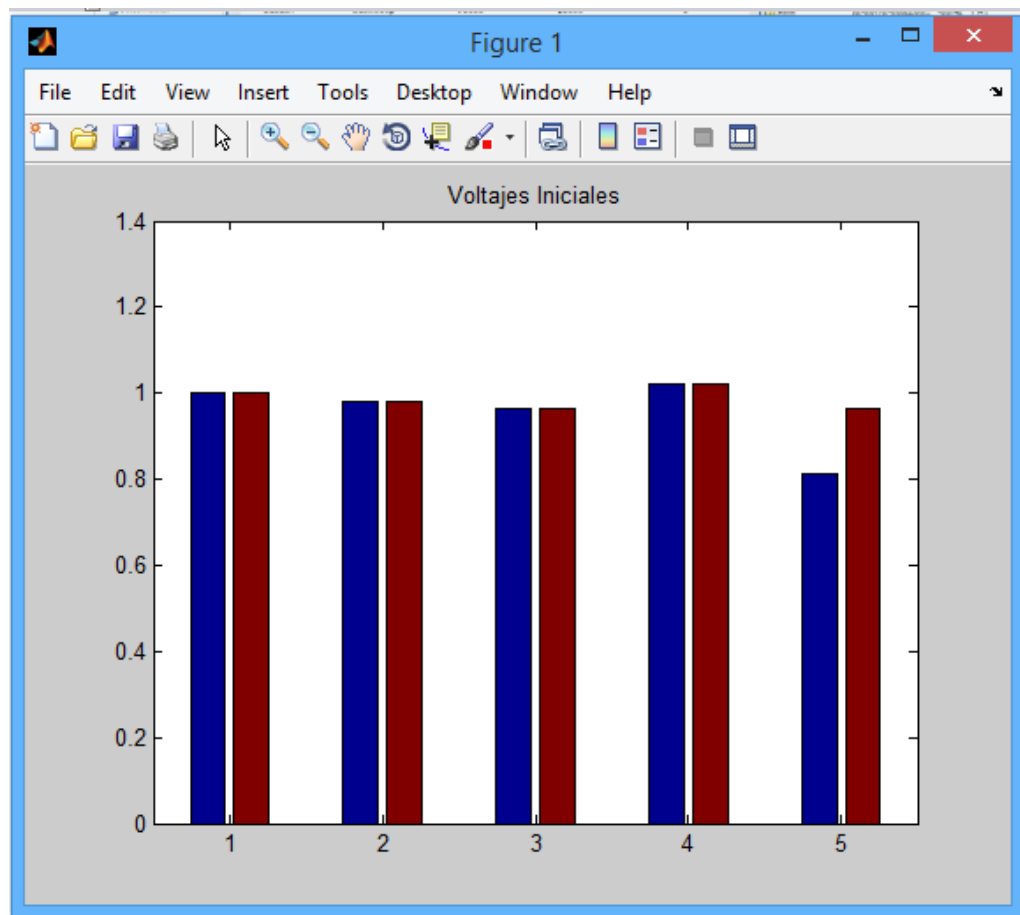


Gráfico N° 3.6 Pantalla de resultado de generación, carga y perdidas en el sistema de estudio con el nuevo flujo de potencia

FUENTE: Propia



**Gráfico N° 3.7 Pantalla de gráfica de barras de voltajes nodales antes y después de la regulación del TAP del transformador regulante**

**FUENTE:** Propia



## CAPÍTULO IV

### CASO DE ESTUDIO PARA EL SEP DE LA EMPRESA ELÉCTRICA QUITO

#### 4.1 Descripción del sistema eléctrico de potencia de la Empresa Eléctrica Quito.

El sistema eléctrico de La Empresa Eléctrica Quito se encuentra conformada por centrales de generación propias y de autogeneradores, estas centrales de generación en su mayoría son centrales hidráulicas y centrales térmicas.

Las centrales propias de generación hidráulica tienen una potencia instalada de 96.3 MW y se encuentran distribuidas de la siguiente manera:

NOMBRE	POTENCIA INSTALADA
Nayon	30 MW
Cumbaya	40 MW
Guangopolo	20 MW
Paschoa	4,5 MW
Los Chillos	1,8 MW
TOTAL	96.3 MW

**Tabla N° 4.1 Potencia instalada de generación hidráulica de la EEQ<sup>16</sup>**

**FUENTE:** PLAN DE EXPANSIÓN 2011 – 2021 DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEQ.

**ELABORACIÓN:** Propia

Mientras que las centrales de generación térmica son:

NOMBRE	POTENCIA INSTALADA
Gualberto Hernández	34,2 MW
Luluncoto	9 MW
TOTAL	43,2 MW

**Tabla N° 4.2 Potencia instalada de generación térmica de la EEQ<sup>16</sup>**

**FUENTE:** PLAN DE EXPANSIÓN 2011 – 2021 DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEQ.

**ELABORACIÓN:** Propia

De la misma manera, las centrales hidráulicas autogeneradoras que se integran al SEP de la EEQ son:

<b>NOMBRE</b>	<b>POTENCIA INSTALADA</b>
La Calera	2 MW
Sillunchi	0,4 MW
HCJB	7,8 MW
La Equinoccial	3 MW
Perlabí	2,7 MW
El Carmen	14,32 MW
Recuperadora	8,4 MW
<b>TOTAL</b>	<b>38,62 MW</b>

**Tabla N° 4.3 Potencia instalada de autogeneradores hidráulicos<sup>16</sup>**

**FUENTE:** PLAN DE EXPANSIÓN 2011 – 2021 DEL SISTEMA ELÉCTRICO DE LA EEQ.

**ELABORACIÓN:** Propia

Considerando que la demanda de energía eléctrica en el área concesionada a la EEQ es superior a la que puede generar y no puede satisfacer a sus clientes comerciales y residenciales, existen puntos de transferencia de energía que el SIN proporciona a la EEQ, estos puntos de conexión se encuentran distribuidos en la Subestación Santa Rosa a un voltaje de 138 KV (3 circuitos) y a 46 KV (1 circuito), en la Subestación Vicentina (1 circuito) a 138 KV y (1 circuito) a 46 KV, 2 circuitos a 138 KV en la Subestación Pomasqui, 1 circuito en la Subestación Conocoto a 138 KV y un circuito en la Subestación Guangopolo.[16]

El sistema de transmisión y subtransmisión de la EEQ se encuentra conformado por circuitos que manejan voltajes a 138 KV, 69 KV y 46 KV los cuales interconectan las subestaciones en forma de anillo.

La EEQ tiene a su cargo un área de 14971 Km<sup>2</sup> teniendo principal influencia en los cantones de Quito, Rumiñahui, Mejía, Pedro Vicente Maldonado, San Miguel de los Bancos, parte de Puerto Quito y Cayambe en la provincia de Pichincha y el Chaco en la provincia del Napo.

En la gráfica 4.1, se visualiza el área de concesión que es responsabilidad de la EEQ.



**Gráfico N° 4.1 Área de concesión de la EEQ<sup>17</sup>**

**FUENTE:** <http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/area-de-concesion>

## **4.2 Descripción de generación y cargas en el SEP de Empresa Eléctrica Quito en demanda alta durante el año 2014.**

Por medio de una carta dirigida al Ing. Raúl Llumiquinga del departamento de despacho de potencia de la EEQ, se solicitó se facilite las características topológicas del sistema [diagrama unifilar y parámetros eléctricos de los equipos (líneas de transmisión, sub transmisión, resistencia y reactancia inductiva de las líneas, transformadores y compensadores de energía reactiva)], además del estado operativo del SEP en demanda alta. Las mismas que se encuentran en el ANEXO 1.

De la información proporcionada, se procedió a organizar la topología en un archivo Excel (ANEXO 2) que serán utilizados en el programa desarrollado para obtener el estado inicial del SEP y posteriormente a ello variar los TAP en los transformadores regulantes hasta obtener los valores de voltaje en las barras que se encuentren fuera de los límites permitidos establecidos entre 0,95 y 1,05 pu. En la estructuración de la topología, se determinaron 144 barras, 79 transformadores regulantes y 79 líneas de transmisión y sub transmisión de distintos niveles de voltaje (46, 69, 138 KV).

#### **4.2.1 Descripción de generación y cargas en el SEP de Empresa Eléctrica Quito en demanda alta.**

Durante el año 2014, la fecha en la que el sistema de potencia de la EEQ registro mayor demanda es el martes 9 de septiembre del 2014, donde la potencia activa generada total es de 704,6 MW y 220,74 MVAR, con una compensación mediante bancos de condensadores distribuidos en las subestaciones de distribución y generación igual a 104,58 MVAR los cuales se encuentran repartidos de la siguiente manera:

<b>GENERACIÓN</b>	<b>POTENCIA ACTIVA</b>	<b>POTENCIA REACTIVA</b>	<b>COMPENSADOR REACTIVOS</b>
EEQ Y AUTOGENERADORES	132,46 MW	146,61 MVAR	104,58 MVAR
SIN	572,14 MW	74,13 MVAR	
TOTAL	704,60 MW	220,74 MVAR	104,58 MVAR

**Tabla N° 4.4 Potencia activa y reactiva generada**

**FUENTE:** Unifilar del sistema eléctrico de la EEQ.

**ELABORACIÓN:** Propia

Las generadoras de la EEQ que más aportan al sistema eléctrico de potencia son la central hidroeléctrica Cumbaya con  $P = 30 \text{ MW}$  –  $Q = 1,5 \text{ MVAR}$  y la central hidroeléctrica

Nayón con  $P = 20,4 \text{ MW}$  –  $Q = 2 \text{ MVAR}$ . Existen centrales de generación que en esa fecha no aportaron energía al sistema, las mismas que son Silinchi y una generadora de Cumbaya.

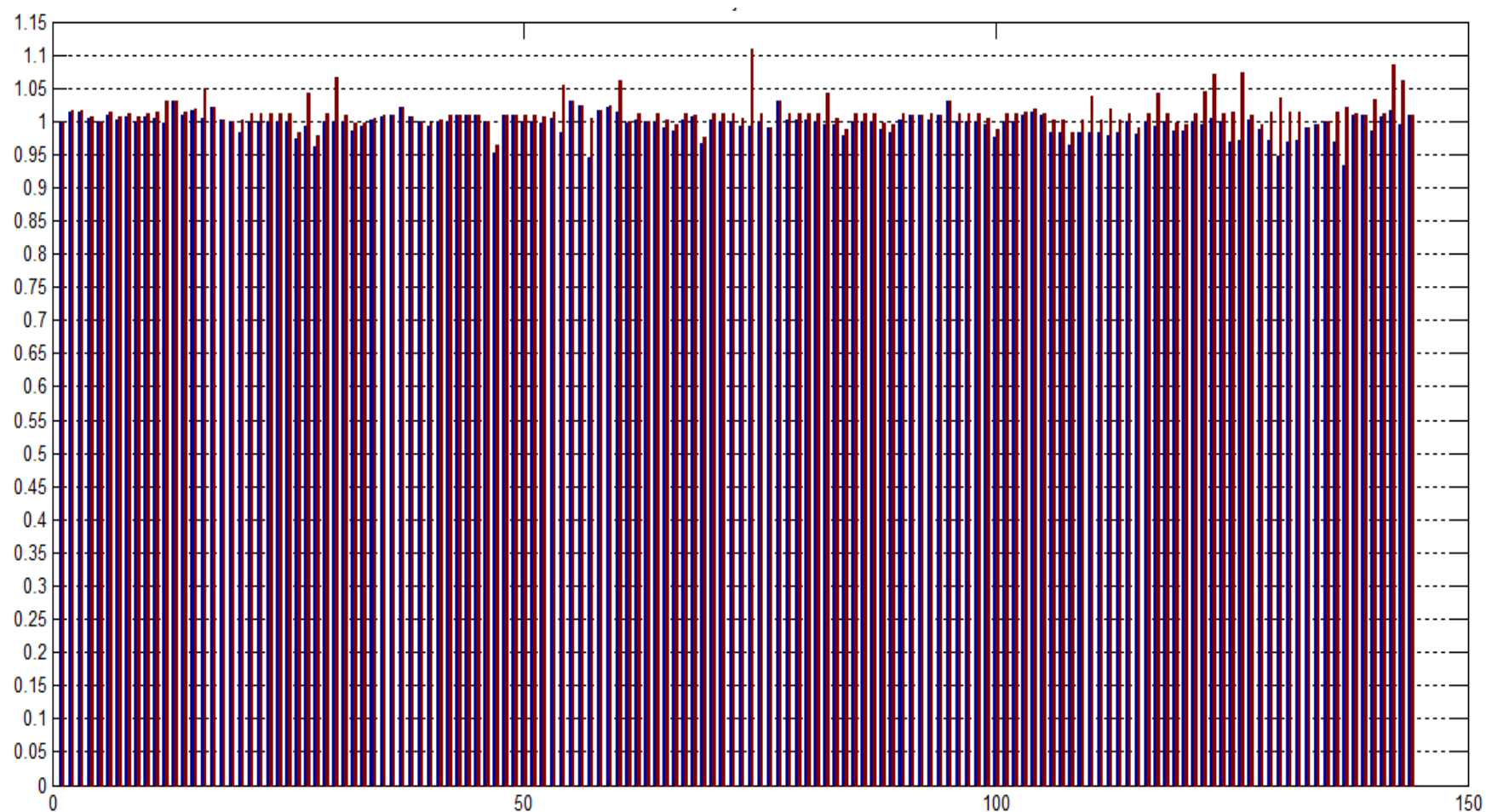
Mientras que el SIN que es el que aporta con la mayor cantidad de potencia al sistema inyectaron energía por medio de las barras de Santa Rosa (138KV), Pomasqui-SIN (138KV) y Vicentina (138 KV). La barra de Santa Rosa con  $P = 393,29 \text{ KW}$  –  $Q = 123,95 \text{ KW}$  es la que soporta la mayor cantidad de carga del SEP – EEQ seguida por la interconexión en la barra de Pomasqui – SNI con una  $P = 141,65 \text{ MW}$  –  $Q = 0,6129 \text{ MVAR}$  y la interconexión en Vicentina con una  $P = 67, 2 \text{ MW}$  –  $Q = 2 \text{ MVAR}$ .

#### **4.3 Aplicación automática del software en Matlab para el SEP de Empresa Eléctrica Quito.**

Mediante los datos proporcionados para la demanda máxima, se correrá el programa desarrollado de forma automática donde se determinará el flujo de potencia inicial del sistema y este arrojará las barras que se encuentran fuera de los límites establecidos, con los resultados el sistema sintonizará automáticamente los TAPS de los transformadores necesarios para buscar una solución en la cual las barras que estén con alto nivel o bajo nivel de voltaje lleguen al voltaje deseado.

Para ello se ha considerado que los TAPS de los transformadores del sistema se encuentran en su TAP nominal o cero.

En la gráfica 4.2, se observa los valores en por unidad de cada una de las barras que corresponden al SEP de la EEQ donde se puede visualizar las barras que fueron reguladas y las que no pudieron ser reguladas.



**Gráfico N° 4.2 Voltajes iniciales vs voltajes finales (programa automático)**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

#### 4.3.1 Resultados flujo de potencia inicial

El programa después de correr el primer flujo de potencia, determinó que las barras que se encontraban fuera de los límites de voltaje eran las barras 57, 130 y 137, para lo cual reguló los TAPS de los transformadores que bajan el voltaje en esas barras y permitió al software determinar el nuevo flujo de potencia.

En la tabla 4.5, se detalla las barras que inicialmente se encontraban fuera de los niveles de voltaje, así como el voltaje.

BARRA #	NOMBRE	VOLTAJE (P.U)
57	ADELCA2 6.3	0,9452
130	COTOCOLLAO 23	0,9472
137	ANDALUCIA 6.3	0,9339

**Tabla N° 4.5 Barras con voltajes fuera de límites**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

En la tabla 4.6, se detalla los transformadores que fueron regulados así como la posición en la que fue ubicado para intentar buscar la solución.

BARRA ENVIO	BARRA RECEPCIÓN	TAP INICIAL	TAP FINAL
56	57	0	2
129	130	0	0
136	137	0	2

**Tabla N° 4.6 Determinación del TAP**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

#### 4.3.1 Resultados flujo de potencia final

Después de que el software cambiase la posición del TAP en los transformadores que afectaban las barras 57, 130 y 137, volvió a calcular un flujo de potencia arrojando los siguientes resultados.

Si bien el software reguló las barras que se encontraban inicialmente fuera de límites aceptables, la redistribución de potencia reactiva en el sistema produjo que se vieran afectadas otras barras, las mismas que se detallan en la tabla 4.7.

BARRA #	NOMBRE	VOLTAJE (P.U)
30	OLÍMPICO 6,3	1,0664
54	SANTA ROSA 23	1,0548
60	EESPEJO2 23	1,0612
74	SANGOLQUI 23	1,1087
123	RÍO COCA1 6,3	1,0708
126	BOSQUE 6,3	1,0722
142	CRISTIANIA1 23	1,0838
143	CRISTIANIA2 23	1,0612

**Tabla N° 4.7 Barras con voltajes fuera de límites**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

En la tabla 4.8, se detalla las potencias generadas, de carga y de pérdidas que se produjeron en el sistema antes y después del cambio de TAP en los transformadores regulantes.



	<b>Pgen</b>	<b>Qgen</b>	<b>Pcarga</b>	<b>Qcarga</b>	<b>Pperdidas</b>	<b>Qperdidas</b>
<b>FLUJO INICIAL</b>	6,9794	1,9387	6,9469	0,8273	0,0325	1,1114
<b>FLUJO FINAL</b>	6,9784	-0,0087	6,9469	-1,1165	0,0315	1,1078

**Tabla N° 4.8 Tabla de potencias de flujos iniciales vs finales**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

#### **4.4 Aplicación manual del software en Matlab para el SEP de Empresa Eléctrica Quito.**

Conociendo los datos arrojados por el programa de manera automática y considerando que no se pudo optimizar los niveles de voltaje en las barras que se encontraron fuera de los límites aceptables, se utilizará la opción de regular manualmente, para lo cual, el operador del sistema deberá ingresar al archivo en Excel donde se encuentra la topología del SEP y habilitar los transformadores regulantes que afecten a las barras que se encuentran fuera del sistema. En este caso, se deberá colocar el número 3 en la columna 10 de la hoja de topología a los transformadores que se desee habilitar para buscar una solución de regulación en el voltaje.

Una vez realizado lo indicado, se deberá correr el programa con la opción 2. Para el caso que estamos desarrollando, se han obtenido los siguientes resultados:

<b>BARRA ENVIO</b>	<b>BARRA RECEPCIÓN</b>	<b>TAP INICIAL</b>	<b>TAP FINAL</b>
20	20	0	-3
53	54	0	1
59	60	0	-1
71	74	0	1
121	123	0	0

125	126	0	2
141	143	0	0
141	142	0	-1

**Tabla N° 4.9 Determinación manual del TAP**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

Al existir sintonización del TAP en los transformadores descritos en la tabla 4.10, se vuelve a tener barras que quedan fuera de los límites de voltaje permitidos, estas barras son:

<b>BARRA #</b>	<b>NOMBRE</b>	<b>VOLTAJE (P.U)</b>
57	OLÍMPICO 6,3	0,9453
126	SANTA ROSA 23	1,0608

**Tabla N° 4.10 Barras con voltajes fuera de límite**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

De la misma manera, al habilitar el TAP en el transformador que conectan a estas barras, obtenemos que existe una variación en el TAP para los transformadores que interconectan las barras adjuntas en la tabla 4.11.

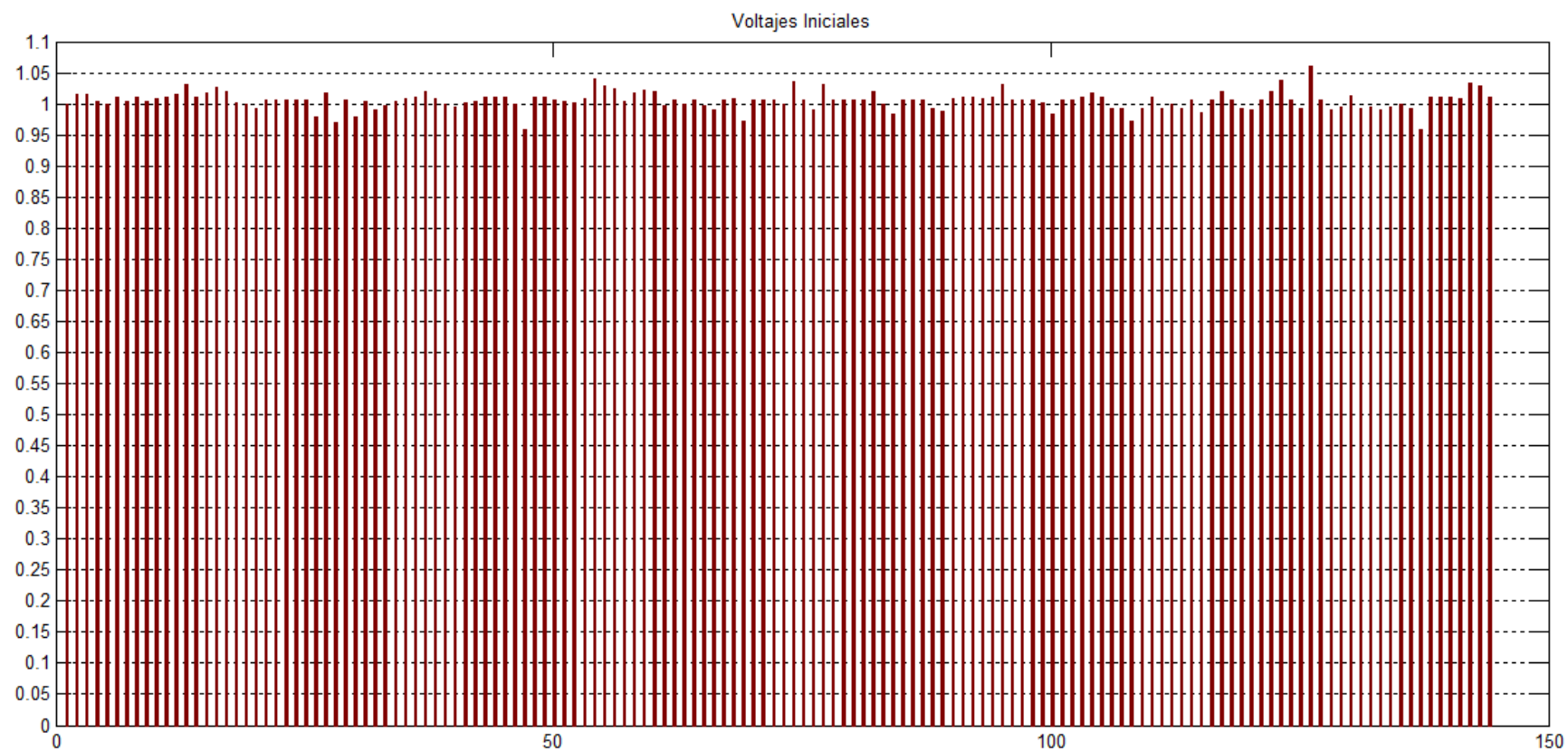
<b>BARRA ENVIO</b>	<b>BARRA RECEPCIÓN</b>	<b>TAP INICIAL</b>	<b>TAP FINAL</b>
59	60	0	-1
129	130	0	1

**Tabla N° 4.11 Determinación automática del TAP**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

Con el cambio de TAP en los transformadores de la tabla 4.11, se tiene que solo una barra del sistema quedaría fuera de la banda de voltaje la misma que es la barra 126.



**Gráfico N° 4.3 Voltajes finales habilitación manual de TAPS**

**FUENTE:** Resultados de estado inicial del SEP en estudio

**ELABORACIÓN:** Propia

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

- El programa desarrollado, encuentra solución rápidamente y con tolerancia baja, lo cual demuestra que el software MATLAB es una herramienta válida para poder desarrollar análisis de flujos de potencia.
- El programa además de permitir calcular automáticamente los transformadores a regular, está diseñado para que el operador del software pueda ir regulando el voltaje manualmente, para ello el operario deberá habilitar en el archivo Excel donde se encuentra la topología del sistema e ingresar el número 3 en los transformadores que desee regular el voltaje.
- Con los valores conocidos de las variables de estado  $P_{carga}$  y  $Q_{carga}$  en las barras de carga, es posible determinar la potencia activa y reactiva para la barra de compensación y la potencia reactiva en las barras de voltaje controlado.
- Todos los valores, tanto de potencia activa y reactiva, así como los valores de las características de los transformadores y líneas de transmisión deben ser ingresados en el archivo en excel en pu.
- Los transformadores regulantes al variar su TAP lo que realiza en el sistema es redistribuir la potencia reactiva en ese nodo y con ello regular el voltaje, a pesar de ser una opción válida esta no puede ser suficiente por lo que en la práctica y realidad se utilizan compensadores capacitivos, compensadores reactivos, FACTS. Esto dependerá del estado operativo del SEP y la cargabilidad que pueda tener el transformador regulante.
- La potencia reactiva afecta el voltaje en las barras del sistema, mientras que la potencia activa afecta el ángulo de fase del módulo del voltaje.
- La inestabilidad de voltaje en un sistema eléctrico de potencia puede provocar un black out, lo cual llevaría a tener tanto complicaciones económicas como sociales, es debido a ello que existen regulaciones que establecen las bandas de voltaje en las cuales el distribuidor de energía debe brindar a sus clientes.

- El disponer de una generación distribuida ayuda a minimizar el transporte innecesario de potencia reactiva que es el factor que influye directamente sobre el voltaje.
- La regulación de voltaje en un nodo en específico por medio del TAP del transformador regulante puede mejorar el voltaje en un nodo y desestabilizar el nivel de tensión en otro, esto se genera debido a que existe una nueva redistribución de la potencia reactiva que circula por el sistema.
- En el anexo 3 se detalla el código fuente con el que se desarrolló el algoritmo, se recomienda analizarlo y hacer mejoras al mismo para que sea más amigable con el usuario, para lo cual se debería incluir programación gráfica.

## REFERENCIAS

[1] VENEGAS, LUIS MIGUEL. “PARTES DE UN SISTEMA ELÉCTRICO DE POTENCIA”. 2012 Accedido 15 de octubre de 2014.

<https://es.scribd.com/doc/87135865/PARTES-DE-UN-SISTEMA-ELECTRICO-DE-POTENCIA>.

[2] GONZALEZ LONGATT, FRANCISCO. «DIPOSITIVAS, INTRODUCCIÓN A LOS SISTEMAS ELECTRICOS DE POTENCIA - PPT-INTROSP.PDF». 2008. Accedido 15 de octubre de 2014. [http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP\\_I/PPT-IntroSP.pdf](http://fglongatt.org/OLD/Archivos/Archivos/SP_I/PPT-IntroSP.pdf).

[3] JOSÉ, ROLDAN VILORIA. (2008). FUENTES DE ENERGÍA. (PRIMERA EDICIÓN). MADRID, ESPAÑA. PARANINFO, P.6-7

[4] CONSEJO NACIONAL DE ELECTRICIDAD, PLAN MAESTRO DE ELECTRIFICACIÓN 2013 – 2022.

[5] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 309.

[6] Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 10 de noviembre de 2014.

<http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

[7] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 309 - 312.

[8] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 28 - 31.

[9] Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 140 - 141. Accedido 10 de noviembre de 2014.

<http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

[10] H.K. Okyere, H. Nouri, H. Moradi and Li Zhenbiao, "STATCOM AND LOAD TAP CHANGING TRANSFORMER (LTC) IN NEWTON RAPHSON POWER FLOW: BUS VOLTAGE CONSTRAINT AND LOSSES" Universities Power Engineering Conference, September 2007, pp. 1013 - 1017

[11] Jhon J. Grainger, William D. Stevenson, Sistemas Eléctricos de Potencia, primera edición, Ed. McGrawHill, 1996, p. 28 - 31.

[12] J.M. Díaz Moreno, F. Benitez Trujillo, Introducción a los métodos numéricos para la resolución de ecuaciones, cuarta edición, Universidad de Cadiz, 1998, p. 23 - 24.

[13] José Izquierdo Franco, "Estudio de flujos de potencia y análisis de fallas en sistemas eléctricos de distribución radial" Tesis en opción al grado de maestro en Ciencias de la Ingeniería eléctrica con especialidad en potencia dirigida por Dr. Salvador Acha Daza, Facultad de Ingeniería mecánica y eléctrica, Universidad de Nuevo León, Abril 2002.

[14] Gómez Expósito Antonio. «ANÁLISIS Y OPERACIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA ELECTRICA», Ed. Mc Graw Hill, 2002, pp. 22 - 25. Accedido 6 de noviembre de 2014. <http://bibliotecavirtual.ups.edu.ec:2051/lib/bibliotecaupssp/docDetail.action?docID=10498587&p00=flujos+de+potencia>

[15] Fang Wanliang, H.W.Ngan, "Extension of Newton Raphson Load Flow Techniques to Cover Multi Unified Power Flow Controllers" The Hong Kong Polytechnic University 4th International Conference on Advances in Power System Control, Operation and Management, APSCOM-97, Hong Kong, November 1997, pp. 383 - 388.

[16] <http://www.eeq.com.ec/laEmpresa/planExpansion.pdf>

[17] <http://www.eeq.com.ec:8080/nosotros/area-de-concesion>

# ANEXOS



## **ANEXO 1**

### **DIAGRAMA UNIFILAR DEL SISTEMA ELECTRICO DE POTENCIA DE LA E.E.Q**

## **ANEXO 2**

### **DATOS DE ENTRADA AL SOFTWARE EN MATLAB**

## **ANEXO 3**

### **CÓDIGO FUENTE DE PROGRAMACIÓN**

```

clear all %
format short %
clc

fprintf (' PROGRAMA PARA DETERMINACIÓN ÓPTIMA DEL TAP EN TRANSFORMADORES
REGULANTES\n\n')

%INGRESO DE ITERACIONES MAXIMAS Y TOLERANCIA

Itmx=input(' Ingrese No Iteraciones máx:');
tole=input(' Ingrese tolerancia:')
while tole>=0.1||tole<=0||Itmx<1
fprintf('Tolerancia debe ser menor a 0.1 y mayor a 0, e iteraciones máximas mayor a 1\n');
Itmx=input(' Ingrese No Iteraciones máx:');
tole=input(' Ingrese tolerancia:');
end

tole=tole/1000000;

%SELECCION METODO DE SOLUCION Y PERFIL DE VOLTAJE A OBTENER

fprintf('      Escoja El Método A Usar\n  1.Barras a regular y regulación completa \n  2.Regulación manual
\n')
seleccion=input('      Opción:');

tic
if seleccion==2
seleccion=1
opcion=1
else
seleccion=0
opcion=2
end

VFIN=input('Ingrese voltaje que desea obtener en las barras:');

while seleccion<2
seleccion=seleccion+1

if seleccion==1||opcion==1 TOP=xlsread('base.xlsx','Topología','B15:O19');
BUS=xlsread('base.xlsx','Barras','C11:M15');

```

```

end

RVOL=xlsread('base.xlsx','Barras','B6:B7')
if seleccion==1

It=1

else

It=2

end

Nit=0;
while Nit<It
Nit=Nit+1;
if Nit==2
seleccion=1;
end

%DATOS GENERALES O COMUNES PARA AMBAS OPCIONES PARA FLUJO DE POTENCIA

NoTop=find(TOP(:,12)==0)
TOP(NoTop,:)=[];
BUS(:,9)=BUS(:,9)+BUS(:,10);
nelt=length(TOP(:,1));
nb=length(BUS(:,1));
PV=find(BUS(:,2)==1);
PQ=find(BUS(:,2)==2);
SL1=find(BUS(:,2)==0);
PVPQ=sort([PQ;PV]);
PVSL1=sort([SL1;PV]);
Pprog=[BUS(:,6)-BUS(:,8)];
Qprog=[BUS(:,7)-BUS(:,9)];

%DATOS PARA DETERMINACION DEL TAP

control=0;
if seleccion==2
ET=find(TOP(:,10)==3)
[NET q]=size(ET);
EST1=find(TOP(:,10)==1);
EST2=find(TOP(:,10)==0);

```

```

EST=[EST1;EST2];
if NET==0
fprintf('\nNO SE HALLAN HABILITADOS TRANSFORMADORES REGULANTES\n\n');
seleccion=1;It=1;control=1;
end
Ne=TOP(ET,2);
Nr=TOP(ET,3);
for ii=1:length(Nr)
No=find(PQ==Nr(ii));
NO(ii)=No;
end
end
TOL=1;
NoIter=0;
while NoIter<Itmx&&TOL>tole
NoIter=NoIter+1
%DETERMINACION DE YBARRA
if seleccion==1
[YB,YBxc]=YBarra(nelt, TOP,nb,BUS
end
if seleccion==2
YB=[];
YBxc=[];
T1=[];
[YB,YBxc, TOP,NB,nb,BUS,nelt,T1]=YBarra(nelt, TOP,nb,BUS
end
Ango=[BUS(:,5
Vo=[BUS(:,3)];
V=Vo.*(cos(Ango)+i*sin(Ango));
S=V.*conj(YB*V);
Pii=real(S);
Qii=imag(S);
%DETERMINACION DE JACOBIANO

```

```

switch seleccion
case 1
    AngVo=[Ango;Vo];
    AVfn=AngVo;
    PVSL=sort([SL1;SL1+nb;PV+nb]);
    AngVo(PVSL)=[];
    PQprog=[Pprog;Qprog];
    PQi=[Pii;Qii];
    dPQ=PQprog-PQi;
    dPQ(PVSL)=[];
    %Jacobiano
    J=[];
    [J]=Jac(nb,BUS,YB);
    Jfn=J;
    J(PVSL,:)=[];
    J(:,PVSL)=[];
    dAngV=J^-1*dPQ;
    Ang=AngVo(1:nb-1)+dAngV(1:nb-1);
    Vf=diag(AngVo(nb:length(dPQ)))*(1+dAngV(nb:length(dPQ)));
    TOL=max(abs(dPQ));
case 2
    PQ=find(BUS(:,2)==2);
    %Determinacion del Jacobiano
    J=[];
    [J]=Jac(nb,BUS,YB);
    % Formacion de Variaciones respecto a TAP
    [dPQt]=VarTap(NET,BUS,Ne,Nr,T1,nb,ET,YB);
    Vo(Nr)=T1(ET);
    AngVo=[Ango;Vo];
    PVSL=sort([SL1;SL1+nb;PV+nb]);
    AngVo(PVSL)=[];
    %Variaciones de P y Q
    PQprog=[Pprog;Qprog];

```

```

PQi=[Pii;Qii];
dPQ=PQprog-PQi;
dPQ(PVSL)=[];
%Determinacion del Tap
J(:,Nr+nb)=dPQt;
J(PVSL,:)=[];
J(:,PVSL)=[];
%Determinacion de los nuevos valores de voltaje y angulos en las barras
dAngV=J^-1*dPQ;
Ang=AngVo(1:nb-1)+dAngV(1:nb-1);
Vf=diag(AngVo(nb:length(dPQ)))*(1+dAngV(nb:length(dPQ)));
T1(ET)=Vf(NO);
T1(EST)=[];
%Nueva Posicion del Tap
TOP([ET],9)=(T1'-1).*100.*(TOP(ET,8)).^-1;
PVPQ=sort([PQ;PV]);
PQ(NO)=[];
Vf(NO)=[];
TOL=max(abs(dAngV));
end
BUS([PVPQ],5)=Ang;
BUS(sort([PQ]),3)=Vf;
BUS(:,4)=BUS(:,5)*180/pi;
end
if seleccion==2
if TOL<tole
fprintf(' \nDETERMINACIÓN DEL TAP\n');
TAP=round(TOP([ET],9));
TOP([ET],9)=TAP;
TAPMIN=TOP(ET,13);
TAPMAX=TOP(ET,14);
for ss=1:NET
if TAP(ss)>TAPMIN(ss)&&TAP(ss)<TAPMAX(ss)

```



```

fprintf('\nTap para Trafo Entre Barras[%f,%f]:%f',Ne(ss),Nr(ss),TAP(ss));
else
fprintf('\nTap [%f] para Trafo Entre Barras[%f,%f]: fuera de rango LTC [%f,%f]',TAP(ss),Ne(ss),Nr(ss),TAPMIN(ss),TAPMAX(ss));
end
end
fprintf ('\nTolerancia alcanzada:%e\n',TOL);
fprintf ('No Iteraciones realizadas:%f\n',NoIter);
else fprintf('          NO HAY SOLUCIÓN TAP\n');break
end
end
end

%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%
%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%%

if seleccion==1
if TOL>tole
if seleccion==1
if Nit==1
fprintf('\nFLUJO ESTADO INICIAL\n\n');
else fprintf('\nFLUJO ESTADO FINAL\n\n');
end
fprintf('          NO CONVERGE\n\n');break
end
else
%Determinacion de Pgen y Qgen
BUS(:,6)=BUS(:,8)+real(S);
BUS(:,7)=BUS(:,9)+imag(S);
if Nit==1
X=BUS(:,1);Y(:,1)=BUS(:,3);
else X=BUS(:,1);Y(:,2)=BUS(:,3);clear Perd
end
[Pi,Qi,Ploss,Qloss,Iij]=Perd(nb,YB,BUS,nelt, TOP,YBxc,V);
% RESULTADOS
if seleccion==1

```

```

if Nit==1
fprintf('\nFLUJO ESTADO INICIAL\n\n');
else fprintf('\nFLUJO ESTADO FINAL\n\n');
end

fprintf('METODO NEWTON RAPHSON\n\n');
end

fprintf('RESULTADOS OBTENIDOS DEL SISTEMA \n');

fprintf('Nbarra    Codigo    V[pu]    Ang[deg]    Ang[rad]    Pgen[pu]    Qgen[pu]    Pload[pu]    Qload[pu]    Qshunt[pu]    Qserie[pu]\n');

BUS=BUS

fprintf('PERDIDAS EN EL SISTEMA    \n');
fprintf(' BusEnv    BusRecep    Ploss    Qloss    I\n');
Perdidas=[TOP(:,2),TOP(:,3),Ploss',Qloss',(conj(Iij))',abs((conj(Iij)))']

fprintf(' RESULTADOS TOTALES DE GENERACION, CARGA y PERDIDAS \n');
fprintf(' Pgen    Qgen    Pload    Qload    Ploss    Qloss\n');
Result=[sum(BUS(:,6)),sum(BUS(:,7)),sum(BUS(:,8)),sum(BUS(:,9)),sum(Perdidas(:,3)),sum(Perdidas(:,4))]

[DTAP,TOP,BUS]=DISVREG(PQ,TOP,BUS,VFIN,RVOL);

DTAP(1,:)=[];

fprintf('BARRAS CON VOLTAJES FUERA DE LÍMITES DE OPERACIÓN [% .3f,% .3f] \n',RVOL(2),RVOL(1));

fprintf(' Barra    Voltaje Elemento Regulante\n');

BVOL=DTAP

fprintf('Tolerancia alcanzada:%.e\n',TOL);

fprintf('No Iteraciones realizadas:%.0f\n\n',NoIter);

end

end

if Nit==2||control==1
seleccion=2;

end

%Gráfico de barras para voltajes

if TOL<tole
bar(X,Y,'grouped');
title('Voltajes ');
end

```

end